



Det här verket har digitaliserats vid Göteborgs universitetsbibliotek och är fritt att använda. Alla tryckta texter är OCR-tolkade till maskinläsbar text. Det betyder att du kan söka och kopiera texten från dokumentet. Vissa äldre dokument med dåligt tryck kan vara svåra att OCR-tolka korrekt vilket medför att den OCR-tolkade texten kan innehålla fel och därför bör man visuellt jämföra med verkets bilder för att avgöra vad som är riktigt.

This work has been digitized at Gothenburg University Library and is free to use. All printed texts have been OCR-processed and converted to machine readable text. This means that you can search and copy text from the document. Some early printed books are hard to OCR-process correctly and the text may contain errors, so one should always visually compare it with the images to determine what is correct.



Rapport

R53:1990

Energilager för minikraftvärmeverk

Peter Margen

V-HUSETS BIBLIOTEK, LTH



15000

400135459

Byggforskningsrådet

R53:1990

TEKNISKA HÖGSKOLAN I LUND
SEKTIONEN FÖR VÄG- OCH VATTEN
BIBLIOTEKET

Energilager för minikraftvärmeverk

Peter Margen

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 890473-9
från Statens råd för byggnadsforskning till Margen-
Consult AB, Nyköping.

REFERAT

Rapporten redovisar på ett mycket allmänt sett värdet som korttidslager och långtidslager kan ha för gruppcentraler försedda med minikraftverk.

Korttidslager kan användas för

- 1) värmeeffektkapning
- 2) Överföring av kraftvärmeverkets energiproduktion från låglasttid till höglasttid då elproduktionen är värd mera och
- 3) ökningen av kraftvärmeverkets totala energiproduktion.

Särskilt för beräkningar av värdet av 2) har differentiering av elpriserna i tiden (skillnaden mellan värdet under låglasttid och höglasttid) stor betydelse. De eventuella förändringar som kan ske på denna punkt under livstiden av minikraftvärmeverk diskuteras därför ingående, bl a på basis av diskussioner som förts med personer från kraftindustrin.

Slutsatsen som dras är att lämpligt utformade korttidslager förväntas bli lönsamma i de flesta fall - med undantag för vissa av de minsta minikraftvärmeverken. Det är viktigt därvid att kraftvärmeverket och lagret samoptimeras. Förslag betr hur korttidslager kan utformas på billigt sätt presenteras och det rekommenderas att ett dylikt lager byggs vid ett planerat minikraftvärmeverk för att demonstrera tekniken.

När det gäller långtidslager är det svårt att få acceptabel ekonomi för lager vid minikraftvärmeverk, även när lagret kan omsättas två gånger per år, en gång för att ersätta pannenergi under vintern och en gång för att ersätta dels pannenergi under minikraftvärmeverkets sommarrevision dels annan sommarenergi. Borrhållager har bl a för stora värmeförluster vid de aktuella höga temperaturerna och små volymer. Lerlager skulle klara ekonomin för de större minikraftvärmeverken om leran tålde mycket höga temperaturer, 75 å 80°C. Temperaturtåligheten är dock inte bevisad i dagens läge. Här behövs därför klargörande FoU.

I Byggnadsforskningsrådets rapportserie redovisar forskaren sitt anslagsprojekt. Publiceringen innebär inte att rådet tagit ställning till åsikter, slutsatser och resultat.

Denna skrift är tryckt på miljövänligt, oblekt papper.

R53:1990

ISBN 91-540-5216-5

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

gotab Stockholm 1990

Innehåll

Sid

Sammanfattning

1. Bakgrund	1
1.1 Förutsättningar för minikraftvärmeverk	1
1.2 Förutsättningar för värmelagring vid dessa verk	1
1.3 Betydelsen av framtida elpriser och naturgaspriser för minikraftvärmeverk	2
1.4 Uppgiften för detta projekt	3
2. Gruppcentraler med minikraftvärmeverk	3
2.1 Gruppcentraler lämpliga för minikraftvärmeverk	3
2.2 Gruppcentralens huvudkomponenter	4
a) Kraftvärmeenheter	4
b) Topplast- och reservpannor	4
3. Vad kan ett korttidslager användas för?	5
3.1 Effektkapning	6
3.2 Överföring av elproduktion till höglasttid	7
a) Överförbara energimängder	7
b) Inverkan av lagrets och kraftvärmeverkets relativa storlek	8
c) Reglering	9
3.3 Ökning av mottrycksenergin genom lagring	9
4. Uppgiften för ett säsongslager	10
5. Värdet av elproduktionen	12
5.1 Vad avgör värdet av el för minikraftvärmeverkets ägare idag?	12
5.2 Dagens eltaxor	12
5.3 Hur torde värdet av el producerad i kraftvärmeverk förändras i framtiden?	13
a) Inverkan av förslag från mijöavgiftsutredningen och miljörestriktioner	13
b) Inverkan av kärnkraftavvecklingen m m	14
c) Hur påverkas prisdifferentieringen enligt kraftproducenterna?	16
d) Det svenska kraftsystemet och dess förändringar	17
6. Naturgaspriset för minikraftvärmeverk	20
6.1 Gaspriset för producenter av värme resp kondenskraft	21

6.2	Gaspriset för minikraftvärmeverk	22
a)	Värmedelen	22
b)	Eldelen	23
6.3	Inverkan av effekt och årstid på naturgaspriset	24
7.	Minikraftvärmeverk: prestanda och kostnader	25
a)	Minsta storleksklassen, dvs några 10-tals kWe t o m ca 100 kWe	25
b)	Medelstorleksklassen, ca 100 kWe t o m 800 à 1 000 kWe	25
c)	Större enheter, 1 MW och uppåt	26
d)	Allmänt	26
e)	Speciella gasturbiner under utveckling	27
8.	Korttidslagringens ekonomi	28
8.1	Energilagringens förmågan av korttidslager per m ³	28
8.2	Värdet av effektkapning	29
a)	Reduktion i panneffekten	29
b)	Reduktionen i gaseffekten	30
8.3	Värdet av överföring av elproduktion från låglasttid till höglasttid	31
8.3.1	Ekonomisk effekt för kraftvärmeverket	31
8.3.2	Värdet av energiöverföringen	33
8.4	Värdet av ökning i mottryckselproduktionen	34
8.5	Det totala värdet av korttidslagring	35
8.6	Kostnader för korttidslager	36
a)	Allmänna krav för korttidslager	36
b)	Vidareutvecklade ståltankar	36
c)	Gropmagasin	39
8.7	Bedömning av ekonomin	40
9.	Långtidslagringens ekonomi	41
9.1	Bakgrund	41
9.2	Prestanda och kostnader av marklager	43
a)	Lager i lera	43
b)	Lager i berg (borrhålslager)	44
9.3	Beräknad ekonomi	46
9.3.1	Borrhålslager	47
9.3.2	Lerlager	48
10.	Exempel av möjlig praktisk tillämpning: Laholm	48
	Referenser	51
	Tabeller	
	Figurer	
	Bilaga 1: Beräkningar för marklager	

FÖRORD

För ekonomin av värmelagring vid kraftvärmeverk i allmänhet och minikraftvärmeverk i synnerhet har framtida elpriser och deras variationer i tiden stor betydelse. Jag har därför ägnat denna fråga relativt stort utrymme i detta projekt och vill uttala min uppskattning för den tid som Jan Sundell från Statens Vattenfallsverk och Lars Nilsson och kollegor från Krångede Samkörningsgrupp ägnat åt att diskutera dessa frågor med mig och ställa visst material till förfogande. De slutliga synpunkter jag framför i dessa frågor är dock baserade på mina egna bedömningar.

Tommy Karlsson från Södra Hallands Kraftförening har ställt värdefull information till förfogande för minikraftvärmeverket för Trädgårdsstaden Laholm som nu projekteras med ett experiment byggnadslån från BFR.

Frågorna som behandlas i denna rapport bör ha ett allmänt intresse för de som planerar att uppföra minikraftvärmeverk.

Peter Margen
mars 1990

BFR-projekt 890473-9

Energilager för minikraftvärmeverk:

Beräknad ekonomi för olika typer av minikraftvärmeverk och lager

Sammanfattning

Genomförs den förtida kärnkraftavvecklingen och byggs naturgasnätet ut i stora delar av landet, torde förhållanden skapas som gynnar introduktionen av minikraftvärmeverk vid många gruppvärmecentraler.

För minikraftvärmeverkens ekonomi är det mycket viktigt att verken kan köpa gas till priser som är "konkurrensneutrala" jämfört med de priser som föreligger för minikraftvärmeverkets konkurrenter, dvs rena värmepannor när det gäller värmedelen av gaskonsumtionen och stora kondenskraftverk när det gäller gaskonsumtionen som tillkommer för elproduktion. Det är också viktigt att minikraftvärmeverken när väl kärnkraftavvecklingen inletts kan få betalt för el enligt priser som påverkas mera av den långsiktiga marginalkostnaden än av medelkostnaden såsom sker under nuvarande regler.

Nuvarande rapport undersöker hurvida minikraftvärmeverkens ekonomiska förutsättningar kunde förbättras ytterligare genom att komplettera dem med korttidsvärmelager eller långtidsvärmelager.

Två viktiga frågor härvid är hur **elpriserna** och deras variation under dygnet och årstiden kommer att förändras, och vilka **gaspriser** som naturgaseldade minikraftvärmeverk skall kunna räkna med i framtiden.

Båda dessa frågor diskuteras därför ingående, med underlag från bl a kraftbalansstudier utförda av kraftindustrin och synpunkter kraftindustrins representanter framfört.

Även de planerade miljöavgifterna skapar ökade incitament för minikraftvärmeverk eldade med naturgas eller biogas. Slutsatsen av analysen är att lämpligt utformade korttidslager **kommer att vara ekonomiskt motiverade** för de flesta gruppcentraler med minikraftvärmeverk med undantag för de minsta gruppcentralerna. Det är viktigt att **gruppcentralen samplaneras med lagret** så att storleken av kraftvärmeverket, topplastpannorna och lagret samoptimeras.

När det gäller typen av korttidslager förefaller en **enkel typ av ståltank** byggd enligt **spirobandprincipen** har särskilt intresse för storlekar där tanken måste byggas på platsen. Det föreslås att en sådan tank byggs med experimentbyggnadslån vid ett planerat minikraftvärmeverk. En sådan möjlighet kan finnas vid det planerade verket i Laholm.

När det gäller **långtidslager** anses att bara marklager är tillräckligt billig för att ha någon chans till lönsamhet. Beräkningarna som utförts tyder dock på att de aktuella lagerstorlekarna och temperaturerna ger för höga värmeförluster för att borrhållslager skall kunna bli lönsamma i de allra flesta fall. För lerlager är den beräknade ekonomin god i vissa fall, förutsatt att leran tål mycket höga temperaturer, dvs ca 80°C. Detta är dock idag inte ännu bevisat. Tills mera information föreligger på denna punkt kan sålunda **långtidslagring av värme inte rekommenderas** för gruppcentraler med minikraftvärmeverk.

1. Bakgrund

1.1 Förutsättningar för minikraftvärmeverk

Genomförs den planerade kärnkraftavvecklingen, kommer elproduktionskostnaden att stiga kraftigt, vilket förbättrar de ekonomiska förutsättningarna för introduktionen av nya kraftvärmeverk. Den "skattebonus" som Miljöavgiftsutredningen, MIA, föreslagit för att beakta kraftvärmeverkens låga koldioxidutsläpp m m per energienhet, kommer om den införs att gynna kraftvärmeverkens ekonomi ytterligare.

När det gäller de minsta kraftvärmeverken, så kallade minikraftvärmeverk, har det skett en snabb utveckling på senare tid som lett till utbud av enheter med specifika kostnader som inte är mycket högre än de för betydligt större kraftvärmeverk, särskilt när bränsle utgörs av naturgas eller biogas. Dessa enheter kan till stor del dra nytta av den utveckling som inträffat inom transportsektorn. System för automatisk drift och övervakning har införts som minimerar drift- och underhållskostnader. Minikraftvärmeverkens placering nära elförbrukare begränsar eldistributionskostnaden.

Som resultat av denna utveckling borde även **minikraftvärmeverk** som betjänar gruppcentraler kunna **bli lönsamma i många fall** i framtiden, särskilt i områden som får tillgång till naturgas eller biogas.

1.2 Förutsättningar för värmelagring vid dessa verk

Större kraftvärmeverk använder redan idag **korttidslager** för att kunna överföra så mycket som möjligt av elproduktionen från "låglasttid" under vardagsnätter och helger till "höglasttid", dvs dagtid, vardagar, då el är värd mest under de årstider då kraftvärmeverket inte behöver drivas med full effekt dygnet om. Korttidslager kan också kapa dygnstoppar i värmelasten och därigenom spara panneffekt. Även för minikraftvärmeverken är dessa funktioner värdefulla – men frågan är hurvida lager i så små storlekar är tillräckligt billiga för att bli lönsamma, och

kunna ytterligare förbättra minikraftvärmeverkens ekonomi. Den ökade skillnaden mellan elkostnaden under höglasttid och låglasttid och utvecklingen av billigare korttidslager i små storlekar kan bidra här till. Samoptimeringen av minikraftvärmeverk och lager är i så fall viktigt för att maximera fördelarna.

Långtidsvärmelager har inte ännu använts vid svenska kraftvärmeverk men förväntas få förbättrade förutsättningar med höjda elpriser. De kan t ex användas två gånger per år, en gång för att minska den energi som pannorna behöver leverera under vintern då kraftvärmeverkets effekt ej räcker till och en gång under sommaren då kraftvärmeverket är avställt för underhåll, eventuellt även viss tid då el har ett lågt värde. Lagret laddas höst och början av vinter, och andra gången sen vinter och vår, då el har ett högt värde men kraftvärmeverket ej behöver köras med full effekt för den direkta värmelasten.

Dessa förhållanden visar att det är viktigt att utreda hurvida väl dimensionerade korttidslager eller långtidslager kan ytterligare förbättra de ekonomiska möjligheterna för minikraftvärmeverk.

1.3 Betydelsen av framtida elpriser och naturgaspriser för minikraftvärmeverk

Viktig för bedömning av ekonomin av lagring är givetvis hur eltaxorna kommer att utveckla sig i framtiden, både när det gäller den allmänna nivån och variationerna mellan olika årstider och olika tider under dygnet och veckan (dvs höglasttid/låglasttid). Kraftiga dygnsvariationer i elpriset höjer t ex inkomsterna från korttidslagring. På motsvarande sätt har de framtida naturgaspriserna för minikraftvärmeverk och taxornas struktur – t ex uppdelning på fasta och rörliga avgifter eller säsongsvariationer stor betydelse. Kapning av effekttoppar får ett ökat värde vid en hög fast del av gaskostnaden. Därför diskuteras dessa frågor ingående i rapporten mot bakgrund av diskussioner författaren har haft med företrädare för kraftindustrin och gasdistributörer och egna analyser.

1.4 Uppgiften för detta projekt

Rapporten belyser ekonomin av korttids- resp långtidslagring vid minikraftvärmeverk som funktion av de relevanta storheterna och förhållandena – systemstorlek, kraftvärmeverkets typ och optimering, typ av lager, pristrender. Det visas vilka typer av lager som kan komma ifråga och hur de bör dimensioneras för att nå optimalt resultat. Samoptimering av lager och minikraftverk och kombinations ekonomiska resultat ägnas särskild uppmärksamhet.

Slutsatser dras betr vilka överordnade frågor som bör drivas för att minikraftvärmeverk och värmelager skall kunna få den roll de förtjänar ur nationalekonomisk synpunkt.

2. Gruppcentraler med minikraftvärmeverk

2.1 Gruppcentraler lämpliga för minikraftvärmeverk

Det finns i Sverige ett stort antal ”gruppcentraler”, dvs centrala produktionsenheter som försörjer ett antal fastigheter eller ett villaområde var, utanför fjärrvärmeområden. Även om vissa förvänts bli införlivade i expanderande fjärrvärmenät i framtiden förväntas det kvarstå av storleksordningen 6 000 centraler med effektbehov över 500 kW som sammanlagt kommer att leverera omkring 19 TWh värme per år (Ref 1, 2). Många kommer att ligga inom distributionsområden för naturgas, och för dessa ligger an anslutning till naturgas nära till hands. För nya villaområden övervägs – och i ett fåtal fall byggs redan – varmvattendistributionssystem med nya gruppcentraler för naturgas. Ekonomin för denna typ av anläggning kan ytterligare förbättras genom billigare ny varmvattendistributionsteknik som håller på att introduceras – det s k Grudis-systemet, med flexibla sammanbyggda plastkulvertar (Ref 3).

Såväl befintliga som planerade nya gruppcentraler i naturgasområden eller nära källor för biogas är intressanta objekt för minikraftvärmeverk.

2.2 Gruppcentralens huvudkomponenter

a) Kraftvärmeenheter

I gruppcentralen med minikraftvärmeverk (vanligtvis Otto-motorer för mindre verk och dieselmotorer för större verk) svarar minikraftenheten för baslasten, motsvarande 30 à 45 % av centralens maximala effektbehov, q_{\max} , eftersom det fordras viss minimum utnyttjningstid för att motivera investeringskostnaden. Billigare pannor svarar för topplasten och reserven.

Den exakta andelen av q_{\max} som minikraftvärmeenheten dimensioneras för beror på de ekonomiska förutsättningarna. Är dessa gynnsamma, t ex högt pris betalat för producerad el, lågt bränslepris och lång marginell investeringskostnad per extra kW_e, så lönar det sig att dimensionera minikraftvärmeverkets värmeeffekt, q_{kvv} för en hög andel av q_{\max} , så att den "marginella utnyttjningstiden", H , i Figur 1 för den sista kW av effekt blir låg, t ex 1 000 à 2 000 timmar per år. Vid mindre gynnsamma förutsättningar klarar man bara baslasten på ett ekonomiskt sätt, så att H blir betydligt längre, upp emot 4 000 h/år. Man behöver mera elproduktion för att betala för den marginella investeringskostnaden av det sista kW.

b) Topplast- och reservpannor

När det gäller pannorna (topplast och reserv), så beror val av effekt och antal på bl a den önskade leveranssäkerheten som bestämmer reservfilosofin. Det finns beställare som menar att tillgängligheten för gaspannor (eller oljepannor) är så hög och den vanliga reparationstiden vid ev fel så låg, att det räcker med bara en gaspanna för effekt q_{\max} (dvs 100 % effekt) som komplement till kraftvärmeenheten. Man accepterar att kunden får det något kallare om ett pannfel uppstår och kraftvärmeverkets effekt ej räcker till under reparationstiden, dvs vanligtvis några timmar.

Andra beställare ställer höga krav, dvs att det maximala effektbehovet skall klaras med den största enheten ur drift, på samma sätt som är vanligt i stora fjärrvärmenät. Har t ex kraftvärmeenheten en effekt av 0.4 q_{\max} , kan man välja två pannor med 0.6 q_{\max} effekt var, en för topplasten och en som reserv.

En tredje väg är att välja två pannor men med något lägre effekt var, t ex 40 % av q_{\max} . Då klarar man värmebehovet om inte ett fel uppstår under ett fåtal timmar per år då effekten är större än $0.8 q_{\max}$.

Jag nämner dessa tre exempel eftersom den valda reservfilosofin påverkar värdet av ett lager som effektproducent, så som vi skall se.

Minikraftvärmeenheten och pannorna kopplas vanligtvis parallellt, dock ibland med möjlighet till även seriekoppling, Figur 2 (streckad ledning). Seriekoppling är aktuell om man har svårt att helt utnyttja relativt lågvärdig värme från t ex en gasmotors oljekylsystem eller luftkylsystem utan att hela gruppcentralvattenflödet passerar dessa system.

3. Vad kan ett korttidslager användas för?

Ett korttidslager består vanligtvis av en behållare med vatten som kopplas parallellt med produktionsenheterna, se Figur 2a, resp Figur 2b) för behållare vid systemtryck resp atmosfärstryck. I det förra fallet blir pumparrangemanget enklare men behållaren dyrare. En shunt förbi lagret medger att lagret vid behov laddas till en högre temperatur än den som nätets framledning kräver under urladdning, se Figur 2b.

Lagret kan användas för följande tre ändamål:

- 1) Effektkapning
- 2) Överföring av elproduktion från låglasttid till höglasttid för att öka elintäkterna
- 3) Ökning i mottryckselproduktionen vid årstiderna då effektbehovet pendlar omkring kraftvärmeenhetens dimensionerande effekt.

3.1 Effektkapning

För effektkapning används korttidslagret så att det utjämnar värmeeffektbehovet under dygnet under de kallaste dagarna, vilket kan innebära att den maximala effekten som produktionsenheterna måste leverera minskar med $\Delta q = 12$ à 16 % beroende på dyngsbelastningskurvans form, säg $\Delta q \sim 0.14 q_{\max}$. Man kan kalla detta för **effektkapning**.

Antag att en ny gruppcentral skall byggas med en reservfilosofi enligt vilken den största enheten betraktas som reserv. Centralen får ett kraftvärmeverk och två pannor, var och en större än kraftvärmeverket. Inkluderas ett lager som reducerar den maximalt erforderliga produktionseffekten med $\Delta q = 0.14 q_{\max}$ kan båda pannornas effekt minskas med $\Delta q = 0.14 q_{\max}$ var, så att reduktionen i den sammanlagda installerade panneffekten blir $\Delta q = 0.28 q_{\max}$. Detta innebär en stor kapitalbesparing. För de två andra reservfilosofierna skildrade i avsnitt 2.2 sparar lagret bara en panneffekt av sammanlagt $\Delta q = 0.14 q_{\max}$. Även detta medför en betydande kapitalbesparing. I befintliga gruppcentraler som kompletteras med ett kraftvärmeverk däremot, finns redan existerande pannor, och man kan på sin höjd reducera kostnaden för konvertering av vissa brännare från t ex olja till naturgas.

Effektkapningen minskar dessutom den **maximala gaseffekten** som måste levereras och erforderliga dimensioner av ledningarna i gasnätet (om inte s k "line packing", dvs tryckvariation i nätet ensamt kan klara all erforderlig dygnslagring). Detta medför en besparing för gasleverantören, åtminstone vid en bredare tillämpning. Innehåller gastaxorna en effekterterm på samma sätt som dagens eltaxor, så tjänar även gruppcentralens ägare på denna verkan av effektkapningen. Tyvärr är dagens gastaxor i de flesta fall inte ännu utformade på ett kostnadsriktigt sätt, dvs saknar effektaavgifter eller säsongsvariationer i energiavgiften, varför gruppcentralens ägare tills vidare inte får någon del av denna nationella besparing åstadkommen genom dygnslagring.

3.2 Överföring av elproduktion till höglasttid

a) Överförbara energimängder

Figur 3 visar två varaktighetskurvor, kurva 1 för värmebehovet under höglasttid, vanligtvis 16 timmar per vardag, dagtid, kurva 2 för värmebehovet nattetid. Så länge kraftvärmeenhetsens effekt, q_{kvv} , är mindre än höglasttidseffektbehovet, kurva 1, utnyttjas kraftvärmeenhetsens fulla effekt dygnet om, varför dygnslagring inte kan öka höglastelproduktionen. Vid lägre effektbehov, dvs till höger av denna punkt, A, finns däremot möjlighet att öka höglastelproduktionen. Ett exempel är inritat i figuren vid punkt B. Mellanskillnaden mellan kraftvärmeverkets maximala effekt, q_{kvv} , och dagsvärmeeffektbehovet, kurva 2, är disponibelt för laddning under dagens 16 höglasttimmar. Den lagrade energin återvinns under de åtta nattimmarna för att täcka nattvärmeeffektbehovet q_{natt} .

$$\text{När} \quad (q_{kvv} - q_{dag}) \times 16 \text{ timmar} = q_{natt} \times 8 \text{ timmar} \quad (1)$$

uppnås den **maximalt möjliga överföringen** av energi till höglasttid genom dygnslagring Q_{Lmax} under en vardag. Då är lastens medeleffekt

$$q_{med} > q_{kvv} / 1.5 \quad (1a)$$

och den genom lagret omsatta energimängden

$$Q_{Lmax} = 8 \text{ timmar} \times q_{natt}$$

För det typiska värdet $q_{natt} = 0.9 q_{med}$, enligt de förenklade dygnslastkurvorna i Figur 4 reduceras detta till

$$Q_{Lmax} = 7.2 q_{med} = 4.8 q_{kvv} \quad (2)$$

För högre effektbehov än $q_{med} = q_{kvv}/1.5$, dvs till vänster om punkt B i Figur 3, begränsar den avtagande skillnaden mellan q_{kvv} och q_{dag} den maximala laddningseffekten. Till höger av punkt B i Figur 3 begränsar det avtagande nattvärmebehovet, q_{natt} , urladdningsenergin. Detta illustreras även av Figur 4b och 4c. Kurva 1 i Figur 5 visar den maximala överföringen genom

dygnslagring från låglasttid till höglasttid som funktion av $q_{\text{med}}/q_{\text{kvv}}$).

Dimensioneras lagret för den maximala dygnsmottrycksvärmeomsättning, ca $4.8 q_{\text{kvv}}$ vid punkt B, så utnyttjas lagrets lagringsförmåga ofullständigt för lägre dygnseffektbehov än behovet vid punkt B.

Den för dygnslagring inte utnyttjade delen av lagringsförmågan kan då användas för **veckolagring**, varvid denna del laddas successivt under de fem vardagsdygnen, höglasttid (20 % varje vardag), för att sedan urladdas under helgen som också utgör låglasttid enligt eltariffen. Därigenom kan den genomsnittliga överföringen av mottrycksenergi till höglasttid höjas från kurva 1 till kurva 2 i Figur 5.

b) *Inverkan av lagrets och kraftvärmeverkets relativa storlek*

Det är inte ekonomiskt att dimensionera korttidslagret för den maximalt utnyttjningsbara lagringsförmågan $4.8 q_{\text{kvv}}$ enligt ekv 1, eftersom denna förmåga bara kan utnyttjas till fullo någon enstaka dag. Reduceras lagringsförmågan t ex till 60 % av detta värde, så reduceras årsöverföringen av energin till höglasttid bara med ca 18 % enligt Figur 5, kurva 3, och lagrets utnyttjning per kWh lagringsförmåga ökas därigenom i förhållandet 0.6:0.82.

Minskas kraftvärmeverkets dimensionerande effekt, q_{kvv} , så flyttas skärningspunkten mellan q_{kvv} och kurva 1 till höger vilket **förkortar den årstid** då lagret kan användas för överföring av elproduktion till höglasttid. Förkortningen sker just på bekostnad av relativt kall årstid då skillnaden i elpriset mellan höglasttid och låglasttid är störst. Dessutom minskar den maximala energin som kan lagras per dygn i proportion med minskningen av q_{kvv} .

Av alla dessa tre skäl är det viktigt för ekonomin av denna typ av korttidslagring att **$q_{\text{kvv}}/q_{\text{max}}$ är så stor som möjligt**, och den **disponibla användningstiden** för denna lagringsform därigenom **så lång som möjligt**.

För exempelvis en användningstid av något över 7 månader per år (med en månad redan borträknad på grund av underhåll av kraftvärmeverket) och 95 % tillgänglighet under övrig tid, kan ett lager dimensionerat för 60 % av den maximala dygnsomsättningen $4.8 q_{kvv}$, dvs för ca $2.9 q_{kvv}$, omsättas ca 100 gånger per år för att överflytta mottrycksproduktion till höglasttid, se beräkningsexemplet Tabell 1, kol 1. Vid en större kraftvärmeeffekt som tillåter överföring under ca 9 månader, ökar lagrets omsättning till ca 150 gånger, se kol 2.

c) *Reglering*

Reglerfunktionen för denna form av lagring är enkel. Till vänster av punkt A i Figur 3, dvs när $q_{med} > q_{kvv}/1.5$, kör kraftvärmeverket under all höglasttid med full effekt, q_{kvv} . Natttid är kraftvärmeverket till att börja med avstängt, så att natteffekten tas från lagret. När lagret är nästan tomt, startas dock kraftvärmeverket automatiskt och levererar den erforderliga natteffekten q_{natt} .

Även till höger av punkt A i Figur 3, dvs när $q_{med} < q_{kvv}/1.5$ börjar man driften av kraftvärmeenheten med full effekt, i q_{kvv} under höglasttid, måndag, och har den avstängd under natten så att allt nattvärmebehov tas från lagret. Detta gör man alla vardagar tills man nått punkten då lagret är fullt. Därefter reduceras automatiskt kraftvärmeverkets effekt till effekten q_{dag} eftersom lagret inte kan ta emot mer energi. Under veckohelgen är kraftvärmeverket avstängt så länge energin i lagret räcker.

Hela reglerförloppet kan ske automatiskt med mycket enkla åtgärder, som fordrar i första hand signaler från temperaturen i lagret nära inlopp och utlopp.

3.3 **Ökning av mottrycksenergin genom lagring**

Mellan punkt A i Figur 3 då q_{kvv} skär kurva 1 (q_{dag}) och punkt C då q_{kvv} skär kurva 2 (q_{natt}) kan en viss del ($q_{kvv} - q_{natt}$) av kraftvärmeverkets maximala effekt q_{kvv} , inte utnyttjas natttid.

Om verket körs med full effekt under denna tid, kan överskottet lagras i lagret, och användas för att ersätta produktion från pannorna under dagtid. Kurva 4 i Figur 4 visar hur mycket mottrycksproduktionen kan ökas på detta sätt genom lagring. Ökningen är begränsad, men ändå värd att ta till vara.

Även i detta fall kan en enkel automatisk reglering tillämpas.

Det ekonomiska värdet av det tre ovan diskuterade lagringsformerna under olika förhållanden kommer att diskuteras i kapitel 8 efter att jag diskuterat kostnaden av el och dess variation i tiden samt kostnaden av naturgas och deras variationer i tiden. Dessa frågor påverkar nämligen värdet av korttidsenergilagring i högsta grad.

4. Uppgiften för ett säsongslager

Figur 6 visar typiska årstidsvariationer i värmebehovet. Ett årstidslager kan användas för att ersätta energi från pannor, dels under vintern då kraftvärmeverkets effekt inte räcker till, dels under sommaravställningen av kraftvärmeverket för underhåll – det sistnämnda förutsatt att kraftvärmeverket består av bara en enhet. Möjligtvis kan lagret användas dessutom för att ersätta mottrycksenergi under andra delar av sommaren då elpriset är mycket lågt. Det finns sålunda två urladdningsperioder, en under vintern och en under sommaren.

Laddningen bör ske under perioder då elpriset är högt, så att laddningsvärme är billig. Detta inträffar under hösten och tidig vinter, då lagret laddas för vinterns urladdningsbehov, och under sen vinter och tidig vår inför sommarens urladdningsbehov.

Genom detta driftsätt ersätts relativt dyr pannenergi (ev även viss dyr mottrycksenergi) med billigare mottrycksenergi producerad under tider då elpriserna är relativt höga.

I och med att effektbehovet kapas under vintern kan säsongslagret ersätta viss panneffekt och åstadkomma minskad investering här för. Gaseffektbehovet reduceras, vilket ger en besparing för

kraftvärmeverkets ägare om gastariffen eller anslutningsavgiften innehåller en effektaggift.

Eftersom säsongslager kan omsättas bara två gånger per år, jämfört med omkring 100 gånger per år för korttidslager, kan bara typer av lager som är **mycket billiga per lagrad energienhet** komma ifråga. Nya vattentankar eller gropar av alla slag är uteslagna. De enda typer av lager som har vissa förutsättningar att kunna bli lönsamma för denna tillämpning är **marklager** där själva marken utgör lagringsmediet vilket reducerar kostnaden per kWh. Exempel är borrhålslager och slanglager i lera. I båda fallen överförs värme från ett vattenmedium i plastslangar eller borrhål till marken vid laddning, och tillbaka från marken till vatten under urladdning. På grund av temperaturskillnaden som behövs för värmeöverföringen blir temperaturen av värmen som återvinns betydligt lägre än temperaturen av värmen som tillförs kanalerna vid laddning.

Kostnaden för dylika lager är en direkt funktion av antalet meter kanal som behövs för värmeöverföringen. För höga effektuttag av det slag som erfordras för korttidslagring skulle kanalerna behöva placeras mycket tätt, och kostnaden per m³ eller kWh därför bli alltför höga. För säsongslagringsfunktionen kan dock effekten begränsas genom att sprida laddning och urladdning under en lägre tid, så att stora avstånd mellan kanalerna kan användas och relativt låga kostnader per m³ och per kWh erhållas.

En allmän egenskap av denna typ av lager är att den överförbara effekten är proportionell mot temperaturskillnaden mellan vattnet i kanalerna och marken. Såväl under laddning som under urladdning avtar denna temperaturskillnad successivt allt efter marken värms resp kyls. Därför kan sådana lager ej uppta eller leverera konstant effekt. Istället avklingar den maximala effekten successivt under operationen. Jag har visat detta i Figur 6.

Innan man analyserar lönsamheten av säsongslager måste värdet av elproduktion i olika årstider samt kostnaden för bränslet diskuteras.

5. Värdet av elproduktionen

5.1 Vad avgör värdet av el för minikraftvärmeverkets ägare idag?

Om ett eldistributionsföretag installerar ett minikraftvärmeverk så minskar elenergin företaget måste köpa från råkraftleverantören. Företaget kan då från råkraftleverantörens eltaxa för den aktuella spänning exakt beräkna vad elproduktionen är värd. Till beloppen från taxan bör adderas distributionsförlusterna mellan råkraftleverantörens leveranspunkt och punkten i systemet där minikraftvärmeverket ligger, eftersom minikraftvärmeverkets produktion normalt förbrukas lokalt. Förlusterna ökar värdet av elproduktionen exempelvis med 7 % för ett aktuellt fall i Laholm jag behandlar i kapitel 10, eller mera vanligt ca 5 %.

Äger ett företag med mycket begränsat eget elbehov minikraftvärmeverket, så måste det sälja elproduktionen till eldistributören.

Elverksföreningen hade tills nyligen rekommenderat sina medlemsföretag att eldistributören skulle köpa denna elproduktion till de så kallade "EKOVISAM"-reglerna (Ref 4), som innebär att elföretaget betalar vad det själv behöver betala råkraftleverantören för elenergi, plus ett tillägg för distributionsförluster. Detta ger i stort sett samma resultat som när distributören själv äger verket och minskar sina elinköp. Numera har dessa regler blivit lag.

5.2 Dagens eltaxor

Tabell 1 visar två exempel av krafttaxor enligt vilka mindre eldistributionsföretag köper energi vid 10 kV. Det ena gäller för Sydkraft, och kommer exempelvis att vara relevant för projektet i Laholm jag beskriver i kapitel 10 under de första åren. Det andra gäller Vattenfalls 1991 års taxa.

Som synes är i båda taxorna skillnaden mellan högeffekttaxan och lågeffekttaxan mycket hög under fem vintermånader, låg under tre vår- och höstmånader och lägst under de fyra sommarmånaderna. Högeffektavgiften är särskilt hög för Vattenfall

(340 kr/kW-år) och tas ut för medelvärdet av det högsta effektvärden under var och en av fem vintermånader. Däremot tas Sydkrafts högeffektavgift ut för de två vintermånaderna då högsta effekterna noterats.

Den mycket kraftiga prisdifferentieringen under vintern gör korttidslagring för att överföra mottrycksvärme från låglasttid till höglasttid särskilt intressant under vintermånaderna. Detta blir möjligt för minikraftvärmeverk som producerar en så stor del av systemets maximala effektbehov, q_{\max} , att årstiden tillgänglig för denna överföring sträcker sig även till några av vintermånaderna, se Figur 3. Sommarpriserna för el är så låga idag att kompletterande drift under sommaren inte är någon lysande affär för kraftvärmeverk, om de inte har tillgång till mycket billigt bränsle.

Minikraftvärmeverk som byggs de närmaste åren kommer att behöva vara i drift under flera decennier, varför det är viktigt att utreda vilka förändringar i taxorna som är att vänta under denna långa tidsperiod. För ekonomi av lagring har prisdifferentieringen i taxorna särskilt stor betydelse. Därför måste denna fråga analyseras.

5.3 Hur torde värdet av el producerad i kraftvärmeverk förändras i framtiden?

a) Inverkan av förslag från miljöavgiftsutredningen och miljörestriktioner

I oktober 1989 framlade miljöavgiftsutredningen, MIA, sina förslag betr framtida skatter och avgifter (Ref 5). Dessa remissbehandlas för närvarande. Godtas förslagen, så medför detta en "skattebonus" av 4 öre per kWh mottrycksel, vilket kraftigt förbättrar ekonomin av kraftvärmeverk och sålunda ökar den effektandel som det är motiverat att ta med kraftvärmeverk. Därigenom förlängs tiden som korttidslagring kan tillämpas vid kraftvärmeverk, och korttidslagringens ekonomi stärks. Ökningen i värdet av el under vår, sommar, höst, förbättrar lönsamheten av kraftvärmedrift under sommaren och möjligheten att få även säsongslagringen att bli lönsam.

Motivet till den ovannämnda skattebonusen är att beakta att kraftvärme använder betydligt mindre bränsleenergi för elproduktionen än kondenskraft (om man frånräknar bränslet som ändå hade behövts för värmeproduktionen) och därigenom minska bl a koldioxidutsläppen per kWh. Eftersom elproduktionen till skillnad från värmeproduktion befrias från koldioxidskatt och punktskatt på bränsle, är skattebonusen på 4 öre/kWh det enda sättet i MIAs förslag att i varje fall delvis ta hänsyn till dessa miljöfördelar av kraftvärme. Därför är det sannolikt att detta förslag från MIA kommer att accepteras.

MIA inför även miljöavgifter för bl a svavel och NO_x . Eftersom riksdagen bestämt vissa gränser för tillåtbara utsläpp vid elproduktion, kan vissa kondenskraftverk tvingas att i framtiden använda dyrare bränsle, t ex svavelfattig EO1 istället för EO5 under delar av året för att klara gränserna. Detta höjer skillnaden i produktionskostnaden mellan höglasttid och låglasttid. På sikt kan detta få genomslag på eltariffen.

b) *Inverkan av kärnkraftavvecklingen m m*

Avvecklas kärnkraften enligt dagens planer, så måste nya kraftverk byggas och dyrare bränsle användas. Givetvis ökar detta elproduktionskostnaderna. Medelkostnaderna stiger dock förhållandevis långsamt, eftersom den billiga befintliga vattenkraften finns kvar och svarar för nära hälften av all elproduktion. Dessutom tas även kärnkraftverken ut bara successivt. Däremot stiger marginalkostnaden snabbt tills den når produktionskostnaden för de nya kondenskraftverken. I stort sätt måste ju varje ytterligare elbehov produceras av nya kraftverk. Byggs kraftvärmeverk, så minskar dessa den erforderliga utbyggnaden av nya kondenskraftverk. Därför är värdet av elproduktion från kraftvärmeverk ur nationalekonomisk synpunkt lika med produktionskostnaden för nya kondenskraftverk. Denna kommer att bli betydligt högre än medelkostnaden, på grund av den ovan omnämnda eftersläpningen av medelkostnaden. Detta illustreras kvalitativt av Figur 7.

Kraftindustrins eltaxor baseras på medelproduktionskostnaden plus kostnader för distribution. Eftersom marginalkostnaden för

elproduktion blir högre än medelkostnaden på sikt, kommer minikraftvärmeverk att få mindre betalt för elproduktionen än vad den är värd ur nationalekonomisk synpunkt, om inte nya regler införs, dvs en betalning från råkraftleverantören till ägaren för åtminstone en del av denna skillnad. Råkraftleverantören har råd med detta eftersom han slipper bygga ut dyrare kondenskraftverk. Det är en fråga som **borde få en lösning genom förhandlingar mellan berörda branschorganisationer eller genom lagstiftning innan kärnkraftavvecklingen inletts.**

Lyckas man med detta, stärks minikraftvärmeverkens ekonomi och de ekonomiska förutsättningarna för lagring vid dessa verk ytterligare.

Tabell 3 visar beräkningen av produktionskostnaden i nya kondenskraftverk eldade med kol resp naturgas för bränslepriser skattade för ca år 2000. Naturgaspriset har satts till ett värde där de gaseldade verket ger något billigare el än det koleldade verket för att kompensera viss låsning i utnyttjningstiden för det gaseldade verket. Enligt dessa kalkyler måste kostnaden för dagens högspänningstaxa (Sydkraft) höjas med 9.5 öre/kWh för att komma i samma nivå som produktionskostnaden för nya gaseldade verk plus 3 % distributionstillägg. En dylik höjning är sålunda aktuell fr o m den tidpunkten då man måste börja bygga nya baslastkraftverk av kondensstyp. Med tillägg för ytterligare distributionsförluster som minikraftvärmeverket undviker på grund av lokal produktion uppgår den beräknade ökningen till ca 10 öre/kWh.

Viss del av denna ökning kommer att påverka eltaxorna och komma kraftvärmeverket tillgodo redan enligt dagens regelsystem. Resten (skillnaden mellan marginalkostnaden och medelkostnaden) kräver en förhandlingslösning eller modifiering av gällande lag för att kunna komma minikraftvärmeverkets ägare tillgodo eller delvis tillgodo. Någon vinstandel lär råkraftproducenten nog behålla för egen del i en eventuell uppgörelse. Det kan därför vara rimligt att anta att mellan 60 % och 90 % av den totala prishöjningen kan komma kraftvärmeverkets ägare tillgodo vid en lösning av denna fråga för ett kraftvärmeverk som tas i

drift just innan kärnkraftavvecklingen börjar. I så fall höjs elintäkterna med 6 à 9 öre/kWh jämfört med belopp baserade på dagens taxor. Något lägre medelökning gäller om kraftvärmeverket tas i drift några år tidigare. Jag kommer i denna rapport att räkna med 5 alternativt 8 öre/kWh för att illustrera betydelsen av denna värdeökning för optimeringen av kraftvärmeverkets effekt.

c) *Hur påverkas prisdifferentieringen enligt kraftproducenterna?*

Eftersom Sveriges kraftsystem är mycket komplicerat med inslag av vattenkraft, olika slags värmekraft, kraftutbytet med utlandet m m, är det inte lätt att beräkna hur framtida förändringar, t ex kärnkraftavveckling, behovstillväxt, ändrade bränslepriser m m kommer att påverka skillnaderna i marginalkostnaderna för elproduktion i olika årstider, och därigenom på sikt eltaxorna och incitamenten för värmelagring vid minikraftvärmeverk.

Jag har därför diskuterat denna fråga med de personer inom Vattenfall och den privata kraftindustrin som svarar för kraftbalanser och beräkningar och prognoser av dessa slag. Deras svar är dock ej samstämmiga.

Representanter för den **privata kraftindustrin** (KGS, Ref 6) menar att på lång sikt kommer prisdifferentieringen att bli **mindre kraftig än idag** och att detta så småningom även borde ge utslag i eltaxorna. Representanter för **Vattenfall** (Ref 7) däremot hänvisar till kraftbalansberäkningar som de utförde för några år sedan som inte gav detta resultat. Enligt dessa beräkningar skulle prisdifferentieringen även på sikt bli **ungefär samma som idag** i absoluta mått. Däremot skulle prisen lyftas allmänt, dvs ett konstant energipristillägg behövas under alla årstider och tider på dygnet.

Några aktuella beräkningsresultat som kan styrka den ena eller andra uppfattningen finns tyvärr inte. Vattenfall har enligt egna uppgifter inte gjort sådana beräkningar på flera år. Den privata kraftindustrin (KGS) har med aktuella bränsleprisförutsättningar hittills bara beräknat resultat för ett läge 1995 just innan den an-

tagna förtida kärnkraftavvecklingen. Enligt dessa resultat framtagna med en uppdaterad version av kraftbalansprogrammet KR-70 och redovisat i Tabell 4 är säsongvariationen i elpriserna något svagare än dagens variation enligt högspänningseltaxan, och även dygnsvariationen är något svagare än enligt eltaxan, trots att beräkningen gäller ett antaget elbehov av 145 TWh/år, alltså en väsentlig ökning jämfört med dagens behov, utan att nya kraftverk har antagits bli installerade. Ökningen i elbehovet gör systemet "mera ansträngt" och borde lett till en ökning i prisdifferentieringen, därför att kraftverk med höga rörliga kostnader tvingas att svara för en större del av produktionen än idag. Programmet är förenklat och bedöms av KGS underskatta dygnsprisvariationerna. Detta kan delvis förklara att de beräknade elprisvariationerna är något mindre än för dagens eltaxor istället för, som väntat, något större.

Med hänsyn till de olika uppfattningar som råder och betydelsen av prisdifferentieringen för ekonomin av värmelagring, har jag försökt att genom mera detaljerade diskussioner med kraftföretagens representanter och egna analyser bilda mig en egen uppfattning och redovisa de frågeställningar som påverkat utfallet. För denna redovisning behöver jag kortfattat redogöra för hur det svenska kraftsystemet är uppbyggt och fungerar.

d) Det svenska kraftsystemet och dess förändringar

Idag konsumerar Sverige vid normal väderlek ca 133 GWh el per år (exkl fränkopplingsbar el). Elförbrukningen har en relativt kraftig säsongvariation enligt kurva 1 i Figur 8 som visar veckomedelvärden för 1989.

Nära hälften av elproduktionen, drygt 60 TWh/år, produceras normalt av vattenkraft. Vattentillrinningen har en mycket kraftig "topp" i tillrinningen under våren på grund av snösmältningen och varierar mellan våtår och torrår, se Figur 9. Toppen regleras dock bort genom de stora vattenmagasinen så att i ett normalår vattenkraftvärmeverkens veckoeffekt är någorlunda konstant under året, se Figur 10. Betydande variationer inträffar dock mellan torrår och våtår.

Efter avdrag av vattenkraftens produktionsbidrag, erhålls veckoeffekten som de olika värmekraftverken måste leverera, se kurva 2 i Figur 8. Den tar nästan ensam hand om de kraftiga säsongsvariationerna i efterfrågan. Idag svarar kärnkraften för merparten, ca 95 %, av denna produktion, varför de rörliga kostnaderna är relativt konstanta. Under vår, höst och vinter behöver dock även kraftvärmeverk och ibland kondenskraftverk eldada med fossila bränslen bidra till produktionen. Då ökar marginalkostnaden för produktionen.

Dygnsvariationer i belastningen, se Figur 11, kompenserar så mycket som möjligt genom vattenkraftverk. Dessa har en större effektförmåga än vad som erfordras för den någorlunda konstanta veckoeffekten, och kan därför delvis reglera bort dygnsvariationen. Särskilt under vintern är dock effektbidraget från vattenkraftverken reducerat genom isbildning m m, så att värmekraften får ta hand om resterande del av dygnsseffektvariationen. Även export/import av el till och från utlandet kan hjälpa till att möta dygnsvariationerna.

Det kraftigare inslaget av värmekraften för dygnsreglering under vintern medför att prisdifferentieringen för el ökar under vintern. Även extra kostnader för start och beredskapshållning av stora aggregat bidrar till extra kostnader för produktion dagtid vid höga effektbehov.

Eltaxorna påverkas inte enbart av marginalkostnaden för produktion enligt detta mönster, dvs av den rörliga kostnaden för att producera det sista kW el som behövs vid olika tidpunkter. Dessutom inför kraftindustrin en "bristkostnad" på storleksordningen 300 öre/kWh för risken att en effektbrist uppstår vid någon tidpunkt som gör rationering nödvändig. Risken att detta utlöses är störst under kalla vinterdagar, som sålunda får en extra ekvivalent kostnadsökning i den beräknade marginalkostnaden. Även detta påverkar förslagen beträffande eltaxorna som ju skall bidra till att dämpa efterfrågan under kritiska dagar och timmar.

Diskussionen visar **varför** marginalkostnaden för elproduktion är högre under vintern än under sommaren, högre under dagtid

(vardagar) än under nattetid, och särskilt hög vissa mycket kalla dagar.

Storleken av skillnaderna mellan marginalkostnaderna vid olika tider under året och dygnet beror på främst två faktorer som kan förändras i framtiden:

- a) skillnaderna i de rörliga kostnaderna för elproduktion mellan olika typer av värmekraftverk
- b) hur "ansträngt" systemet är, dvs hur mycket av värmekraften med högre rörliga kostnader behöver användas, och hur stor risken för rationering är.

I ett "ansträngt" system, har man installerat mindre nya kraftverk än vad som är optimalt, varför den sammanlagda marginalkostnaden under året blir högre än produktionskostnaden från nya kraftverk.

Kvalitativt kommer kärnkraftavvecklingen att minska skillnaden a) i de rörliga kostnaderna mellan de bästa och sämsta värmekraftverken i detta avseende om kärnkraften avvecklas, eftersom kärnkraftverken har de lägsta rörliga kostnaderna. Dessutom har skillnaderna i bränslepriserna för kol och olja minskat jämfört med tidpunkten då de nya eltaxorna räknades fram, även om denna tendens i viss mån kan motverkas av tillkommande miljöavgifter.

Dessa förändringar talar sålunda för att **prisdifferentieringen i eltaxorna kommer att minska något på sikt.***

Samtidigt kommer dock systemet troligtvis att bli "mera ansträngt". Sverige har hittills haft relativt gått om baslastkraftverk, dvs kärnkraftverk, varför några varit avställda i stort sett under sommarhalvåret. Man har haft flera baslastkraftverk än vad som

* Några nya internationella prognoser, februari 1990, tyder dock på kraftigare framtida prisökningar för olja än tidigare väntat på grund av ökad konsumtion och minskad produktion.

egentligen var optimalt. Marginalkostnaden var lägre än produktionskostnaden i nya kraftverk.

Kraftindustrin och Statens Energiverk bedömer idag att elbehovet kommer att växa ytterligare, trots höjda elpriser, utan att elproduktionsparken ökar i proportion. Redan uppgiften att ersätta kärnkraften fordrar stora investeringar. Det är osannolikt att man dessutom täcker hela tillväxten med nya produktionsanläggningar, och i varje fall inte genom nya baslastkraftverk.

Det faktum att systemet blir mera ansträngt kan **öka prisdifferentieringen.**

Det finns sålunda två trender betr a) och b) som **går i olika riktningar, dvs motverkar varandra.**

Det är inte omöjligt att dessa trender kompenserar varandra, dvs att Vattenfall får rätt, nämligen att prisdifferentieringen på sikt blir lika hög som idag.

Vad som talar mot denna slutsats är dock att det inte är ekonomiskt att låta systemet bli alltför ansträngt. Förr eller senare blir det ekonomiska incitamentet tillräckligt stort för att öka ut produktionsparken så att risken för rationering begränsas och de minst ekonomiska kraftverken används mindre. Min bedömning efter dessa studier och samtal är att på lång sikt torde prisdifferentieringen avta något,** vilket även torde påverka eltaxorna. Därför **behövs viss försiktighet i kalkyler som bygger på prisdifferentiering i dagens eltaxor.**

6. Naturgaspriset för minikraftvärmeverk

Naturgas kommer troligtvis att användas som bränsle för merparten av framtidens minikraftvärmeverk.

** Om inte de senaste internationella prognoserna betr kraftigare framtida oljeprisökningar får rätt.

Den passar väl för relativt billiga små gasmotorer och kommer att finnas tillgänglig i en stor del av landet, om dagens naturgasplaner blir förverkligade. Dock fordras att den säljs till minikraftvärmeverk till ett pris i paritet med priset som tillämpas för minikraftvärmeverkens konkurrenter, dvs å ena sidan pannor för värmeproduktion, å andra sidan framtida gaseldade kondenskraftverk.

Till skillnad från andra bränslen finns inte något allmänt tillämpat naturgaspris. Därför behöver prissättningsprincipen diskuteras.

6.1 Gaspriset för producenter av värme resp kondenskraft

Distributörerna för naturgas har traditionellt hävdad principen av "alternativpriset" vid prissättningen av naturgas. Man väljer det **högsta priset** som inte leder till att kunden kan skaffa sig ett billigare alternativ, förutsatt att detta pris fortfarande ger distributören ett täckningsbidrag för investeringarna i gasnätet. Vid försäljning av **värme** bestäms alternativpriset för större konsumenter av priset för olika bränslen i gruppcentralernas storleksklass, främst olja.

För **kondenselproduktion** är bränslealternativet till naturgas däremot kol, eftersom bränsle för denna tillämpning befriats från punktskatt och koldioxidavgift och kol därför är **mycket billigt**, även när man beaktar högre investeringskostnader och lägre verkningsgrad av koleldade kondenskraftverk.

Dessutom hävdar kraftbolagen med rätta att naturgas ger mindre flexibilitet än kol för kondenskraftproduktion, eftersom naturgasens lastfaktor måste bestämmas redan när importval träffas och ett eventuellt säsongslager dimensioneras. Därigenom kan naturgaseldade verk inte användas för t ex utjämning i elproduktionen från vattenkraftverk under våtår och torrår (i varje fall utan att använda annat tillsatsbränsle). Detta reducerar naturgaspriset för denna tillämpning ytterligare.

Sålunda kommer naturgasens alternativpris för kondenselproduktion att vara **mycket lägre** än naturgasens alternativpris för värmeproduktion.

6.2 Gaspriset för minikraftvärmeverk

För kraftvärmeverk har gasdistributörerna inte ännu lagt fram någon långsiktig prisstrategi. Fåtalet minikraftvärmeverk som upphandlas idag har karaktären av pilotprojekt med bidrag från forskningsorgan. De är därför inte hårt konkurrensutsatta. Gasdistributören har därför inte behövt prestera priserbjudanden som ter sig som acceptabla för kommersiella verk i ett längre tidsperspektiv. Ett exempel av ett kortvarigt priskontrakt som erbjudits i ett flerårskontrakt är ett pris som första året är något lägre än priset för eldningsolja 4, men som indexjusteras därefter. Två tredjedelar av gaskonsumtionen får ett index baserat på priset av eldningsolja 4. Priset för den sista tredjedelen (som anses approximativt motsvara den extra gaskonsumtion som tillkommer för elproduktionen) relateras till elproduktionsindex, dvs kostnaden för elproduktion. Allt efter kostnaderna för elproduktionen ökar blir naturgasen dyrare enligt denna indexkonstruktion. Avvecklas kärnkraften skulle gaspriset för minikraftverket bli t o m högre än priset för eldningsolja 4. Givetvis kan minikraftvärmeverk inte bli långsiktigt konkurrenskraftiga med denna typ av priskonstruktion.

För att få fram en nationalekonomiskt riktig avvägning mellan utbyggnaden av kondenskraft och minikraftvärmeverk, fordras att **"konkurrensneutrala"** gastaxor tillämpas. Med detta menar jag att man indelar gaskonsumtionen i två delar och tillämpar följande priser:

a) Värmedelen

För den delen av gaskonsumtionen som motsvarar konsumtionen av en gaspanna, används samma pris som för gas till en gaspanna. Denna del av priset kan sålunda relateras till ett alternativpris för eldningsolja eller annat bränsle som är aktuellt. Detta pris påverkar inte minikraftvärmeverkets konkurrenskraft eftersom konkurrenten, gaspannan, betalar samma pris.

b) *Eldelen*

Den resterande delen av minikraftvärmeverkets gaskonsumtion beror på elproduktionen. För denna del tillämpas samma pris som gaspriset för stora gaseldade kondenskraftverk, plus ett tillägg för verkligt tillkommande kostnadsökningar i gasdistributionsledet.

Tillämpningar av dylika "kostnadsneutrala" gastaxor för kraftvärmeverk har föreslagits (Ref 8) men det är ännu osäkert hurvida de verkligen kommer att tillämpas i framtiden. Jag kommer att utgå ifrån kostnadsneutrala naturgastaxor som **ett alternativ** i diskussionen angående minikraftvärmeverkens lönsamhet och den ekonomiskt försvarbara effekten för minikraftvärmeverk. Den påverkar nämligen ekonomin för värmelager, särskilt korttidslager, vid dessa verk. Dessutom kommer dock inverkan av högre gaspriser än det konkurrensneutrala priset att illustreras.

När det gäller gaskostnaden för kondenskraftverk föreligger inte ännu något avtal. Uttalanden från kraftföretagen och Swedegas tyder dock på att priset av naturgas för kondenskraftverk kommer att ligga några öre/kWh lägre än det som ger direkt konkurrens med koleldade verk, dvs några öre/kWh lägre än ca 10 öre/kWh. Jag kommer att använda 8 öre/kWh i mina prisexempel utan att detta får betraktas som någon prognos av det verkliga priset.

Detta gaspris är då avsett att representera summan av kostnaderna för gasimport, ledningar till kondenskraftverkets lokaliseringsplatser plus beredskapslagring och säsongslagring.

Tillägget för verkligt tillkommande distributionskostnader för minikraftvärmeverk är svårt att uppskatta. I princip behöver diametern av vissa distributionsledningar och den eventuella grenledningen till gruppcentralen i vilken minikraftvärmeverket ingår ökas marginellt för att klara den extra gaseffekten som tillkommer för elproduktionen. Jag skattar att de berörda kostnaderna i många fall blir i storleksordningen 100 kr/år per kW tillkommande gaseffekt plus 1 öre/kWh, vilket tex motsvarar totalt ytterligare 3 öre/kWh per kWh för "eldelen" av gaskonsumtionen. Stämmer denna bedömning, kan det sålunda bli fråga om ett

"konkurrensneutralt" gaspris för eldelen av gaspriset av ca 11 öre/kWh vid 5 000 h/år utnyttjningstid, utan skatt eftersom bränsle för elproduktion inte beskattas.

Priset avser den för elproduktionen tillkommande gaskonsumtionen i dagens penningvärde men vid gasprisnivån omkring år 2000, dvs ett "medelår" för ett minkraftvärmeverk beställt de närmaste åren.

Det finns anledning att även illustrera inverkan av för minkraftvärmeverk mindre gynnsamma prisutfall, t ex 13 resp 16 öre/kWh för denna del av gaskonsumtionen.

6.3 Inverkan av effekt och årstid på naturgaspriset

För en given gasenergi påverkas kostnaderna för utvinning, transport, distribution och lagring av naturgas kraftigt av den maximala gaseffekten, och därför av lastfaktorn. Gaskonsumenterna borde av denna anledning erbjudas kostnadsriktiga taxor, t ex taxor som har en **effekttaxa** och **olika energitaxor** för olika årstider, ungefär på det sättet som tillämpas redan för el. Då skulle konsumenterna få incitament att anpassa sitt förbrukningsmönster till kostnaden, och alla parter skulle tjäna på anpassningen. Tyvärr strider denna princip i viss mån mot principen för "alternativprissättning". Det alternativa bränslepriset (t ex olja när det gäller värmedelen av priset) är ju relativt konstant, dvs saknar effektdel och i huvudsak säsongsvariationer. Någon avvikelse från en strikt alternativtaxa borde därför tillämpas för att ge förbrukarna incitament att reducera den maximala gaseffekten under vintern och höja efterfrågan under sommarhalvåret.

Möjligtvis bör olika effektagifter tillämpas för kortvariga och mera långvariga effekttoppar, eftersom mycket kortvariga toppar kan klaras billigare genom tryckreglering av nätet (så kallad "linepacking") än långvariga toppar som fordrar utökade investeringar i säsongslager och distributionsnätet än långvariga effekttoppar.

Vissa (om än trubbiga) incitament används redan idag för några större konsumenter, men så vitt jag kunnat finna, inte för de flesta abonnenter av typ gruppcentraler. Dessa betalar ett konstant gaspris oberoende av effekt-och lastfaktor. Ett värmelager som kapar den erforderliga gaseffekten leder därför tills vidare till kostnadsbesparingar för gasdistributören, men inte ägaren. Detta förhållande bör rättas till i framtiden. Eftersom det ännu är osäkert hurvida och i vilken utsträckning sådana synpunkter kommer att beaktas, kommer jag att räkna såväl med som utan en gassefektavgift. Dess storlek kommer jag att sätta till 100 kr/kW per år, utan att detta får tolkas som någon prognos. Inverkan av andra värden på ekonomin av lagring kan ju då lätt beräknas genom extrapolation.

7. Minikraftvärmeverk: prestanda och kostnader

Informationen i Ref 3 och 9 och kompletterande upplysningar inhämtade för nuvarande rapport visar att den mest fördelaktiga typen av minikraftvärmeenheter idag beror främst på önskad enhetsstorlek enligt följande:

- a) *Minsta storlekklassen, dvs några 10-tals kW_e t o m ca 100 kW_e*

Bilmotorer av Ottomotortyp, adapterad till naturgas och anpassas till kraftvärmebruk. 3-punkts-katalysator finns för flera typer. De stora tillverkningsserierna för bilmotorerna leder till låga baskostnader för själva motorn och katalysatorn. Några utländska företag har specialiserat sig på att sätta ihop paket inbyggda i ljudabsorberande containers och i vissa fall med dator för driftkontroll och övervakning. Motorn byts eller renoveras helt efter viss drifttid.

- b) *Medelstorlekklassen, ca 100 kW_e t o m 800 à 1 000 kW_e*

Speciellt för minikraftvärmeverk utvecklade Ottomotorer. Dessa använder antingen automatisk kontroll av luftöverskott ($\lambda \sim 1.6$) eller trepunkts katalysator ($\lambda = 1.0$) för begränsning av NO_x -

halten. Därigenom klaras 150 mg/Mj resp med katalysator 50 à 100 mg/MJ i många fall. Enheten med luftöverskottskontroll kan även användas för andra gaser, t ex biogas.

c) *Större enheter, 1 MW och uppåt*

Dieselmotorer, som fordrar SNC typ katalysator för att klara NO_x -halten 150 mg/MJ. Varianter som passar för biogas finns.

Gasturbiner däremot har idag för låga elutbytesfaktorer och för höga investeringskostnader per kW el för att kunna konkurrera i storlekar av intresse för gruppcentraler.

d) *Allmänt*

För gruppcentraler av den storleksklass där lagring kan komma ifråga är det mest typerna b) och c) som har intresse. Ottomotorer av typ b) har elutbytesfaktorer av omkring 0.65 i utförandet med automatiskt luftöverskott vid genomsnittlig drift, ca 0.67 vid full effekt. Paketpriser för leverans av enhet inklusive värmeväxlare, katalysator m m och inkoppling varierar mellan ca 3 500 och 6 500 kW_e beroende på storlek, variant, reglerutrustning. Inklusive installation av en enkel byggnad, el och värmeröranslutningar och oförutsett bör man räkna med 5 500 à 8 500 kr/ kW_e .

Marginalkostnad för en ökning av effekten av en enhet är lägre men varierar starkt med tillverkare, varför frågan i praktiken bör undersökas för varje enskilt fall. Jag kommer att illustrera optimering av kraftvärmeverkets effekt vid en antagen marginalkostnad av 5 000 kr/ kW_e , alternativt 5 500 kr/ kW_e .

Flera tillverkare erbjuder totalverkningsgrader på ca 0.88 vid 50°C returledningstemperatur, men jag räknar för normal drift med $\eta_t = 0.85$.

För dieselmotorer i MW-klassen finns företag som lämnar offert för nyckelfärdiga anläggningar inklusive en enkel byggnad. Kostnaden uppgår till 4 500 à 5 500 kr/ kW_e inklusive visst påslag för oförutsett och kundens kostnader. Elutbytesfaktorn varierar

mellan ca 0.85 och 0.96 beroende på bl a enhetsstorlek, returledningsvattentemperatur m m. Jag räknar med 0.85 för enheter på 1 à 2 MW_e. Den totala verkningsgraden är omkring 0.85.

Många tillverkare av motorer inom samtliga storleksklasser erbjuder servicekontrakt enligt givna priser per drifttimme. Åtminstone ett företag erbjuder fri service under 2 år, dvs inkorporerar kostnaden för denna service i anläggningskostnaden.

Servicekontrakt för Ottomotorer inklusive kostnader av smörjolja m m erbjuds i vissa fall för 4 öre/kW-drifttimme inklusive genomsnittliga motorrenoveringar. Med påslag för oförutsett och korrektion för viss dellastdrift och i vissa fall katalysatorbyten bör man räkna med ca 6 öre/kWh el.

För dieselmotorer i MW-klassen torde kostnaden uppgå till ca 5 öre/kWh inklusive förbrukningsmaterial för katalysatorn och katalysatorbyten.

e) *Speciella gasturbiner under utveckling*

Konventionella gasturbiner är dyrare än gasmotorer per kW_e i de aktuella storleksområdena och har lägre elutbytesfaktorer. Därför är de ointressanta för minikraftvärmeverk.

Det rapporteras dock i bl a Ref 10 att USA-företaget Solar Turbines utvecklar en liten gasturbin för högt varvtal med elektromotornisk omformning av elström till 60 resp 50 Hz utan mekanisk växel. Enheten har dessutom en rekuperator vilket ger en elproduktionsverkningsgrad av ca 30 %, motsvarande en elutbytesfaktor av ca 0.45 om marknadsframgången blir sådan att enheten kan produceras i långa serier, 2 000 à 3 000 per år. Solar Turbines uppger beräknade specifika kostnader per kW väsentligt lägre än för Ottomotorer. Ett par års utvecklingsarbete kvarstår dock.

Lyckas företaget förverkliga dessa kostnader och prestanda blir detta ett intressant alternativ för minikraftvärmeverk för naturgas.

8. Korttidslagringens ekonomi

I avsnitt 3 har diskuterats på vilka sätt ett korttidslager kan påverka ekonomin av en gruppcentral försedd med minikraftvärmeverk. Vi har nu genom diskussion i avsnitt 5, 6 och 7 fått underlag för att diskutera ekonomin kvantitativt.

8.1 Energilagringens förmågan av korttidslager per m^3

Gruppcentraler använder vanligtvis framledningstemperaturer av 80 à 95°C kallaste dag med reduktion till ca 60°C under sommaren och returledningstemperatur på ca 60°C kallaste dag och 40 à 45°C under sommaren. Temperaturskillnaden mellan framledningen och returledningen är därför ofta låg. Kopplas ett lager direkt mellan framledningen och returledningen blir då lagrets energinnehåll per m^3 lågt, särskilt under vissa årstider.

För att kunna höja energiinnehållet per m^3 vid behov, kan man använda en koppling enligt vilken lagrets temperatur vid laddning höjs till det önskade värdet. Vid urladdning används en shunt för att åstadkomma den önskade temperaturen, se t ex Figur 2b.

För den aktuella tätheten av vattnet vid exempelvis 96°C laddningstemperatur motsvaras vattnets specifika värme av $1/(0.87 \text{ kWh/m}^3\text{K})$. Kan av praktiska skäl, t ex lokaliseringen av inlopps- och utloppsfördelninglådorna för vattnet och temperatursprångskiktet bara en andel av η_L av lagrets nominella volym verkligen utnyttjas för värme, blir laddningsförmåga per m^3

$$\eta_L (T_3 - T_2) / 0.87$$

Kallaste dag motsvarar detta vid $T_3 = 96^\circ\text{C}$, $T = 60^\circ\text{C}$ och $\eta_L = 0.85$, ca 35 kWh/m^3 . Vår och höst som vanligtvis ställer högsta krav på energiöverföringen till höglasttid genom korttidslagring erhålls typiskt vid $T_3 = 96^\circ\text{C}$, $T_2 = 50^\circ\text{C}$ och $\eta_L = 0.80$, ca 42.5 kWh/m^3 .

En förutsättning för användningen av denna koppling i full utsträckning vår och höst är att kraftvärmeverket klarar en så hög

utloppstemperatur utan reduktion av värmeåtervinningen från olika kylkretsar. Försättningsvis räknar jag i numeriska exempel med 42.5 kWh/m^3 vår och höst, resp 35 kWh/m^3 under de kallaste dagarna.

8.2 Värde av effektkapning

Enligt diskussionen i avsnitt 3.1 bör ett lager kunna reducera effektbehovet under kalla vinterdagar med 12 à 16 % av gruppcentralens maximala effektbehov, q_{\max} , beroende på formen av dygnsbelastningskurvan, eller i medeltal med $\Delta q_{\max} = 0.14 q_{\max}$.

a) Reduktion i panneffekten

Vanligtvis medför denna effektkapning en proportionell minskning i den erforderliga effekten av gaspannorna för topplasten och reserven. Detta motiverar följande investering i ett korttidslager

$$\Delta q_{\max} K_p \hat{a}_p / \hat{a}_L$$

eller per m^3 lagervolym

$$S_p = \frac{K_p \hat{a}_p I}{h \hat{a}_L} \quad (3)$$

där

Δq_{\max} = storleken av effektkapningen som lagret åstadkommer

K_p = marginalkostnaden för gaspannor med tillbehör och byggnad, kr/kW

\hat{a}_p, \hat{a}_L = fasta årskostnaden för panna resp lager som bråkdelen av investeringen (= kapitalkostnad + fast underhållskostnad)

I = lagrets energiinnehåll per m^3 volym, kWh/ m^3

h = effektiv lagringstid för effekten, timmar
 $[= (\text{erforderlig lagrad energi}) / (\text{effekten } \Delta q_{\max})]$

Om man räknar med samma livslängd, 25 år, för panna och lager (trots att ett lager inte har några utslitbara delar och därför en längre fysisk livslängd än en panna) och 6 % realränta, motsva-

rande en annuitet av 7.82 %/år, samt 2 % underhållskostnad för pannor och 1 % för lagret erhålls $\dot{a}_p = 0.0982$ och $\dot{a}_L = 0.0882$. Energiinnehållet i lagret är enligt diskussionen i avsnitt 8.2 ca 35 kWh/m³.

Med typiska värden för övriga parametrar blir den av reducerad panneffekt motiverade investeringen i ett korttidslager

$$S_p = \frac{500 \text{ kr/kW} \times 0.0982 \times 35 \text{ kWh/m}^3}{0.0882 \times 6 \text{ timmar}} = 3\,250 \text{ kr/m}^3$$

Totalt erfordras för en panncentral med t ex $q_{\max} = 2\,000 \text{ kW}$ en lagervolym av $280 \text{ kW} \times 6 \text{ timmar} / (35 \text{ kWh/m}^3) = 48 \text{ m}^3$

och den av denna anledning motiverade investeringen i lagret är,

$$48 \text{ m}^3 \times 3\,250 \text{ kr/m}^3 = 156\,000 \text{ kr}$$

b) *Reduktionen i gaseffekten*

Dagens gastaxor för naturgas för gruppcentraler innehåller vanligtvis inga effektagifter. På sikt borde dock i enlighet med diskussionen i avsnitt 5 en effektagift tillkomma för att ge incitament till gaseffektökning som reducerar gasdistributörens kostnader. Antas att denna effektagift är $k_g = 100 \text{ kr/kW-år}$ vid topplastdrift, och pannverkningsgraden $\eta_p = 85 \%$, ökar detta den motiverade investeringen i lagret med

$$S_g = \Delta q_{\max} k_g / \dot{a}_L \eta_p \quad (4)$$

$$= 280 \text{ kW} \times 100 \text{ kr/kW-år} / (0.0882 \times 0.85) = 373\,500 \text{ kr}$$

$$\text{motsvarande } 373\,500 \text{ kr} / 48 \text{ m}^3 = 7\,780 \text{ kr/m}^3$$

Exemplet visar att en gaseffektagift i gastaxan som gäller även för relativt kortvariga effekttoppar mycket starkt ökar den motiverade investeringen i ett korttidsgaslager.

8.3 Värde av överföring av elproduktion från låglasttid till höglasttid

8.3.1 Ekonomisk effekt för kraftvärmeverket

Enligt diskussionen i avsnitt 3 påverkas den elproduktion som genom värmelagring kan överföras från låglasttid till höglasttid kraftigt av kraftvärmeverkets dimensionerande värmeeffekt, q_{kvv} . Desto större förhållande q_{kvv}/q_{max} , för en varaktighetskurva av given form, desto mera elproduktion kan överföras till höglasttid.

Låt oss först undersöka hur man bestämmer kraftvärmeverkets ekonomiska effektandel, q_{kvv} , i ett verk utan värmelager. En ökning av kraftvärmeverkets effekt med 1 kW el förbättrar kraftvärmeverkets årsresultat med följande belopp:

$$\text{Vinstökning per kW}_e = H (k_e - k_r) - k_f \quad (5)$$

där

- H = varaktighet av drifttiden i gränslinjen mellan kraftvärmeverket och topplastgaspannan, timmar (se Figur 1)
- k_e = genomsnittlig elintäkt per kWh el för den extra elproduktionen under dessa H timmar, öre/kWh_e
- k_r = rörliga kostnader för kraftvärmeverket för den tillkommande elproduktionen (= kostnaden för extra gas för elproduktionen + rörligt underhåll), öre/kWh_e, minus avdrag för reduktionen i de rörliga underhållskostnaderna för ersatt pannenergi
- k_f = fasta kostnader för kraftvärmeverket per kW_e per år, inklusive fasta kostnader för eventuell gaseffektavgift, minus den eventuella reduktionen för fasta kostnader för topplastpannor.

För den optimala effekten av kraftvärmeverket är vinsten vid en ytterligare ökning av effekten 0. Därför kan det optimala värdet av H beräknas ur formeln,

$$H_{opt} = k_f / (k_e - k_r) \quad (6)$$

Tabell 5 visar hur de individuella termerna i detta uttryck beräknas och hur ekvationen kan användas i praktiken för att beräkna H för olika fall. Följande fall behandlas i kol 1 och 2:

Fall 1 representerar förhållanden som är **gynnsamma** för en **hög effektutbyggnad** av kraftvärmeverket, och därför ett lågt värde av H . Dessa förhållanden är:

- Nya gruppcentraler där kraftvärmeverkets effekt verkligen kan påverka effekten av pannorna som måste anskaffas, och därigenom reducerar nettovärdet av de fasta tillkommande kostnaderna, k_f
- Högt värde av el (k_e), nära kostnaden av el i nya kondenskraftverk plus distributionsförluster.
- Ett lågt gaspris, nära kostnaden av naturgas för kondenskraftverk plus ett distributionstillägg av 100 kr/kW gas-effekt + 1 öre/kWh. Det låga gaspriset bidrar till ett lågt värde av k_r .

Tabellens kol 1 visar att man med dessa och övriga i kol 1 redovisade antaganden får ett optimalt värde av $H = \text{ca } 1\,460$ timmar. Med 95 % tillgänglighet motsvarar detta ca 2 månader. Drar man av en sommarmånad för genomsnittligt underhåll, kvarstår ca 9 månader då korttidslagring kan användas. Tillämpas korttidslagring kan den sålunda även användas under vissa vintermånader då elprisdifferentieringen är mycket hög och lagringen därför gynnsam, samt under hela våren och hösten med mellanhög prisdifferentiering. Detta fall är därför mycket gynnsamt för korttidslagring.

Beaktas dessutom korttidslagringens inverkan på optimeringen av kraftvärmeverkets effekt i analysen, får man ytterligare någon reduktion i det optimala värdet av H .

Kol 2 representerar antaganden som **missgynnar** en **hög effektutbyggnad** för kraftvärme, vilket ger ett lågt värde av H och däri-

genom förhållanden som är mindre gynnsamma för korttidslagring. Dessa förhållanden är:

- Existerande gruppcentraler som kompletteras med ett mini-kraftvärmeverk. Ingen ny panneffekt kan sparas genom kraftvärmeverkets tillkomst. Därför bortfaller denna avdragspost i uttrycket för k_f .
- Relativt lågt värde av e_l , k_e .
- Högt gaspris.

Tabell 5 kol 2 visar att man med dessa och övriga redovisade antaganden får ca $H = 2\,200$ timmar, vilket motsvarar ca 3.1 månader vid 95 % tillgänglighet. Ett eventuellt korttidslager kan sålunda användas bara under 1.9 av de fem vintermånaderna då elprisdifferentieringen är mycket hög, vilket försämrar ekonomin för korttidslagring. Även driften under vår och höst begränsas.

8.3.2 Värde av energiöverföringen

Det kapitaliserade värdet av energiöverföringen till höglasttid genom korttidslagring per m^3 lagervolym kan beräknas från följande uttryck:

$$\alpha (\Delta k_{es} \Sigma Q_s + \Delta k_{ef} \Sigma Q_h + \Delta k_{ev} \Sigma Q_v) I / Q_L \text{ åL} \quad (7)$$

där

ΣQ_s , summan av värmeenergin överförd till höglasttid
 ΣQ_h , = under eltaxeperioderna sommar, vår resp höst.
 ΣQ_v

Δk_{es} , prisskillnaden mellan elenergiavgiften
 Δk_{eh} , = höglasttid och låglasttid under ovannämnda tre eltaxeperioder.
 Δk_{ev}

α = elutbytesfaktor för kraftvärmeverket

Q_L = lagrets energilagringsskap, kWh

I = energiinnehåll per m^3 , kWh/ m^3

$$\dot{a}_L = (\text{kapital- och fasta underhållskostnader för lagret})/(\text{investeringskostnaden})$$

Tabell 1 visar beräkningen av mottrycksenergin som kan överföras till höglasttid och vad denna överföring är värd enligt de två alternativa värdena av H beräknade i Tabell 4. Lagrets storlek är satt till 25 kWh per MW av q_{\max} , vilket motsvarar ca 60 % resp 50 % av värdet som kan utnyttja den maximala energiöverföringen per dygn för kol 1 resp kol 2. Förhållandena illustreras av Figur 5.

Lagrets relativa storlek i m^3 per kW av q_{\max} är ungefär det samma som den som behövs för effektkapning.

Tabell 1 visar att man för de för korttidslagring gynnsamma förhållandena, kol 1, kan motivera en investering av ytterligare ca 3 000 kr/ m^3 , däremot att motsvarande värde för förhållandena kol 2 är bara 1 360 kr/ m^3 . I båda fallen förutsätts användning av Ottomotorer med $\alpha = 0.65$, i praktisk drift (ca 0.67 vid full effekt). Används istället dieselmotorer med $\alpha = 0.85$ i praktisk drift, ökar värdet av lagring i direkt proportion, dvs med nära 30 % till ca 3 900 resp ca 1 780 kr/ m^3 . I beräkningen har Sydkrafts taxa plus den i avsnitt 5.3.b redovisade kostnadsökningen för kämkraftavveckling m m använts. Används istället Vattenfalls motsvarande taxa plus samma kostnadsökning, minskar värdet av energilagring något eftersom Vattenfalls taxa har lägre prisskillnader mellan höglasttid och låglasttid sommar och vinter. Under tabellen redovisas även resultatet vid tillämpning av Vattenfalls taxa.

8.4 Värde av ökning i mottryckselproduktionen

Under delen av året (mellan A och C i Figur 4) då effektbehovet under dagtid är större men under nattetid lägre än vad kraftvärmeverket klarar kan mottrycksenergin ökas genom inlagring av energi i lagret nattetid och urladdning under dagtid. Störst blir energiöverföringen den dag då dygnets medeleffektbehov, q_{med} , är lika med q_{kvv} . Vid de antagna förhållandena mellan $q_{\text{dag}} = 1.05 q_{\text{med}}$ och $q_{\text{natt}} = 0 q_{\text{med}}$ blir inlagringseffekten maximalt $0.1 q_{\text{kvv}}$ och urladdningseffekten maximalt $0.05 q_{\text{kvv}}$. Den om-

satta värmeenergin per dygn blir maximalt 8 timmar resp 16 timmar gånger dessa värden, dvs $0.8 q_{kvv}$. Den genomsnittliga energiomsättningen blir dock bara ca hälften, ca $0.4 q_{kvv}$.

Enligt kurvan för gradienten av varaktighetskurvan i detta område utsträcker sig perioden AC över ca två månader, motsvarande ca 61 dagar. Den totala energiomsättningen under denna period uppgår då till $ca 61 \times 0.4 q_{kvv} = 24.4 q_{kvv}$.

Perioden inträffar vid förhållanden i vårt exempel, Tabell 1, helt under vintern, då värdet av mottryckselproduktionen är relativt högt även under låglasttid. Vid användning av en Ottomotor, genomsnittligt α i drift = 0.65 och förhållandena för Fall 1, Tabell 1, dvs ett genomsnittligt värde av vinterel (utan högbelastningsavgift) av 41.6 öre/kWh_{el}, en rörlig gaskostnad av 9 öre/kWh gas, rörlig underhållskostnad av 6 öre/kWh_e och en elskattebonus av 4 öre/kWh blir skillnaden i värdet mellan mottrycksproduktionen och vanlig värmeproduktion

$$0.65 [41.6 - (9/0.85) - 6 - 4] = 18.9 \text{ öre/kWh värme,}$$

eller totalt för exemplet i Tabell 1, Fall 1:

$$0.189 \times 24.4 q_{kvv} = 4.61 q_{kvv} = 3\,690 \text{ kr/år}$$

vid $q_{kvv} = 800 \text{ kW}$, eller kapitaliserat $3\,690/0.0882 = 41\,800 \text{ kr}$, motsvarande **870 kr/m³** vid 48 kr/m³.

Vid fall 2 reduceras denna typ av energiomsättning i proportion till q_{kvv} med faktorn 693/800, och värdet per kWh reduceras på grund av lägre värde av vinterel (36 öre/kWh) och högre rörlig gaskostnad (16 öre/kWh). Det kapitaliserade värdet av denna form av lagring blir då reducerat till ca **450 kr/m³**.

Exemplet visar att värdet av denna form av korttidslagring är lägre än för de övriga lagringsmomenten, men tillräckligt högt för att påverka totala ekonomin för korttidslagringen påtagligt.

8.5 Det totala värdet av korttidslagring

Tabell 6, kol 1 resp 2 sammanfattar det ekonomiskt värdet av korttidslagring för gynnsamma resp mindre gynnsamma förut-

sättningar. Som synes kan värdet vid användning av Ottomotorer i kraftvärmeverket varierar mellan ca 1 800 och 7 300 kr/m³, och vid dieselmotorer som har ett högre värde av α mellan ca 2 400 och 8 300 kr/m³ även utan att beakta det eventuellt mycket höga värdet av kapning av gaseffekten. I nästa delavsnitt bedöms hur dessa värden ställer sig i förhållandet till skattade kostnader för olika typer av korttidslager och tillbehör för gruppcentraler av varierande storlek.

8.6 Kostnader för korttidslager

a) Allmänna krav för korttidslager

För att ge en hög lagringsförmåga per m³ volym bör ett korttidslager kunna laddas med vatten av en temperatur nära 100°C. På grund av de höga effekttopparna vid urladdning (då lagret laddas ur under så korta tider som 6 à 8 timmar) är det ofördelaktigt att använda värmeväxlare mellan lagrets vatten och nätets vatten. Samma vatten bör användas i lagret och nätet. Värmeväxlare för så höga effekter blir alltför dyra och lägger dessutom beslag på en del av den begränsade temperaturskillnad som är disponibel för lagring.

Det faktum att inga värmeväxlare bör användas av kostnadsskäl innebär att korttidslager inte får syresätta vattnet i sådan omfattning att korrosionsskador kan uppstå i fall då rör eller andra komponenter av kolstål ingår i systemet eller att en säker typ av inhibitor måste användas och kontrolleras i driften. Om inga kolstålkomponenter används i systemet däremot, t ex i fall där man använder Grudis-systemet med plaströr och kraftvärmeverksväxlare av lämpligt material, kan man tillåta syresättning av vattnet i korttidslagret.

Dessa allmänna synpunkter leder till att följande typer av korttidslager kan komma ifråga.

b) Vidareutvecklade ståltankar

Mot den ovan beskrivna bakgrunden ligger det nära till hands att använda tankar av stål. Trycket bör vara atmosfärstryck för att begränsa erforderlig plåttjocklek och kostnad, inspektionskrav

m m. För den begränsade storleken som är aktuell för minikraftvärmeverk, dvs några 10-tals m^3 till något hundratal m^3 , har man knappast råd med anordningar av det slag som används i stora tankar för fjärrvärmenät för att hålla atmosfärstryck och en ångkudde ovanför vattenytan som skydd mot syresättning av vattnet. Denna princip fordrar ju en särskild elvärmd tryckhållningspanna, ett vattenlås för att balansera trycket med atmosfärstrycket och säkerhetsventiler som ytterligare säkerhet mot invändigt eller utvändigt övertryck.

Som ett mycket billigt alternativ till denna dyra åtgärd har Studsvik prövat att täcka vattenytan i en tank med ett skikt av paraffinolja. Detta har visat sig reducera diffusionen av vattenånga till luften och syre till vattnet till mycket låga nivåer. Kvarvarande syreinläckage ansågs acceptabelt ur korrosionssynpunkt för tankar anslutna till rörnät av stål, redan med mycket låga tillsatser av en stabil inhibitor. Principen demonstreras för närvarande även i ett stålfodrat gropmagasin vid Kronhjorten, Växjö.

Ett annat alternativ är att använda ett litet expansionskärl med en vattenyta just ovanför toppen av lagringstanken varigenom man alltid kan hålla lagringstanken fylld med vatten. Syreupptagningen för den begränsade ytan av expansionskärlet är liten och kan ytterligare begränsas genom ett skikt av paraffinolja. Alternativt kan man använda ett slutet kärl som expansionskärl och ha en pump som fyller på vatten till systemet om utläckage skulle leda till att vattennivån i expansionskärlet sjunker under viss nivå.

Ett tredje alternativ är att använda ett flytande lock och vattenlås som förhindrar inläckage av luft i randen av locket.

När det gäller själva tankmanteln kan den tillverkas på fabrik om diametern kan hållas under ca 3.5 m. Detta begränsar dock volymen till den minsta aktuella volymen även i fall där man kan tillåta relativt höga tankar,

I alla övriga fall måste manteln tillverkas på plats. För platsbyggda tankar har det på senare tid framkommit en konstruktion

som lovar lägre kostnader än den traditionella svetsade ståltanken. Enligt denna konstruktion tillverkas tanken av spiralband av metallplåt som på plats valsas till en cylindrisk mantel enligt spiro-principen, och sedan kapas i botten och topp för att ge den cylindriska formen. Metodiken reducerar användningen av kvalificerad personal på platsen och reducerar enligt erhållna budgetpriser, kostnaderna. Figur 12 visar en bild över en tank tillverkad med denna teknik. Den lämpar sig även för mycket låga och delvis nedgrävda tankar för villaområden där man önskar att tanken inte väcker uppmärksamhet.

Samma princip kan användas med tunnare plåt för en yttermantel som skydd för isoleringen, varefter enkel rockullisolering kan fyllas i gapet mellan mantlarna. Taket kan bestå av ett par plåtprofiler med rockullisolering dem emellan.

Materialet för innermanteln kan vara av kolstål eller t ex aluminiumzink. Galvaniserad plåt eller aluminiumzink kan användas för den yttre skyddsmanteln.

Som botten kan man använda en betongplatta eller asfaltbeläggning av underlaget beroende på tankens höjd och markens beskaffenhet. För att nästan eliminera syreinläckage genom bottenplattan kan den beläggas med en metallplåt som genom svetsning (vid falsningen dock istället genom tätningsmaterial) fogas till manteln.

Figur 13, kurvband 1, visar budgetpriser från tillverkaren för tanken inklusive isolering, tak och bottenbeläggning plus ett kostnadstillägg för en betongplatta. Dessutom har jag inkluderat ett påslag av 15 % för projektering, oförutsett och eventuellt övrig erforderlig markbearbetning har inkluderats. Kan betongplattan ersättas med asfaltering, minskar kostnaden något. Enskilda punkter i figuren har markerats med höjd/diameterförhållande antaget i beräkningarna. Höga tankar är billigare per m^3 än låga tankar. Kurvorna visar ett måttligt storleksberoende av kostnaden per m^3 .

Kan man ta fram en bottenbeläggning av plastduk av sandwichkonstruktion med en syrediffusionsspärr av plast, bör betong-

plattan eller asfaltbeläggning kunna ersättas av en sandbädd, vid behov på ett dränerande underlag av singel. Detta skulle i så fall kunna ytterligare reducera kostnaderna.

I ett praktiskt system måste även kostnader för röranslutningar, pumpar och tillägg till reglerutrustningen beaktas. Som tidigare nämnts är erforderlig reglering mycket enkel, och fordrar bara två termoelement som ger signaler till gruppcentralens kontroll-dator. Ett tredje termoelement kan ge information till operatören betr läget av gränskiktet mellan varmt och kallt vatten genom att markera tidpunkten då en viss temperatur (t ex 75°C) passeras under dygnscykeln.

Med tillägg för dylik utrustning erhålls en skattad kostnad motsvarande kurvband 2.

c) *Gropmagasin*

I gropmagasin grävs eller sprängs en grop, varefter ett membran tätar gropen. Isolering används vanligtvis bara för locket och viss del av sidorna, ej botten, eftersom marken där ger tillräcklig isolering, se Figur 14.

För de små volymerna aktuella för korttidslager vid minikraftvärmeverk, blir etableringskostnaden för hög för gropmagasin i berg. Även för gropmagasin i jord är etableringskostnaden en hård belastning, i varje fall när gropen tätas med metallfoder vilket kräver omsorgsfull behandling av underlaget. Däremot skulle groplager med membran av en temperaturbeständig plast kunna byggas på enklare sätt, och då kunna konkurrera inom ett visst storleksområde i fall där rörsystemet är gjort av material som inte korroderar i vatten med viss syrehalt – t ex Grudissystemet av plast. I andra fall måste plasten ha låg diffusion för vattenånga och syre. Vissa typer av teflon kan vara användbara i detta avseende. En säkrare lösning vore att ta fram en plastduk med en invändig syrebarriär av plast.

För själva locket kan man tillämpa ett membran av metall – hurvida locket är flytande eller självbärande.

Det är möjligt att denna teknik kan visa sig vara fördelaktig för större gropmagasin för minikraftvärmeverk, särskilt i fall där man använder distributionssystem av plaströr eller kopparrör. Huvudtillämpningsområdet ligger på ännu större magasin.

En mera allmän diskussion av utvecklingsläget för olika typer av korttids- och långtidsmagasin finns i Ref 11.

8.7 Bedömning av ekonomin

I Figur 15 visar kurva 1 kostnaden för korttidslager bestående av ståltank med spiralplåtkonstruktion enligt Figur 12.

Kurva 2.1 och 2.2 visar värdet av korttidslagring för minikraftvärmeverk med Ottomotorer enligt diskussionen i avsnitt 8.5 för fall 1 resp fall 2, och kurvorna 3.1 resp 3.2 visar motsvarande värden för större minikraftvärmeverk med dieselmotorer. Relationen mellan systemets maximala effektbehov och lagrets volym har tagits som 24 m^3 per MW av q_{\max} på samma sätt som i tidigare exempel.

Kurvorna tyder på att korttidslagring är ekonomiskt motiverat även för de ogynnsamma förutsättningarna för fall 2, med undantag för de minsta systemen, nämligen $q_{\max} < \text{ca } 2\,000 \text{ kW}$. Är förhållandena **gynnsammare än för fall 2**, dvs gäller något av följande:

- a) nytt system, så att lagret även minskar den erforderliga nya panneffekten
- b) gastaxan eller anslutningsavgiften innehåller en gaseffektavgift
- c) minikraftvärmeverkets elproduktion betingar ett högre elpris än antaget (dvs ligger närmare den långsiktiga marginalkostnaden för ny kraftproduktion)

så ökar värdet av korttidslagring väsentligt i förhållande till kurvorna 2.2 och 3.2, vilket innebär att korttidslagring även är lönsam för mycket små system. För övriga system ökar vinsten.

Beräkningarna för kurvorna 2 och 3 bygger på antagandet att nuvarande differentiering i eltaxorna mellan höglasttid och låglasttid (i öre per kWh, ej i %) består även i framtiden. Minskar denna skillnad i framtiden, vilket inte är uteslutet enligt diskussionen i avsnitt 6, utan att detta kompenseras av a), b) eller c) ovan, så försämras lönsamheten för korttidslagring. Då ökar den minsta systemstorleken för vilken korttidslagring är motiverad.

Figur 15 representerar igen optimering av lagrets storlek. För systembetingelser där lagring ger en relativt stor vinst enligt Figur 15, så är det lönsamt att öka storleken av lagret i viss utsträckning för att ytterligare öka vinsten. För betingelser där lagring enligt Figur 15 är nätt och jämnt olönsam kan lönsamhet eventuellt uppnås genom att minska lagrets storlek, så att det kan omsättas oftare. Dessa frågor måst analyseras individuellt för det aktuella systemet.

9. Långtidslagringens ekonomi

9.1 Bakgrund

Korttidslager kan, som vi har sett, omsättas ca 100 gånger per år, säsongslager bara en gång, eller för minikraftvärmeverk med bara en enhet med en längre sommaravställning för underhåll, två gånger per år (se Figur 6). Dessutom är värmeförlusterna betydande i varje fall för små system, när förlusterna under ett helt år eller ett halvt år skall drabba varje laddningscykel. Mot denna bakgrund är det klart att bara lagertyper med en mycket låg investeringskostnad per lagrad kWh har någon chans att visa acceptabel ekonomi.

De typer av lager som kan komma ifråga är så kallade marklager, där själva marken utgör värmelagringsmediet. För att kunna värma och sedan kyla marken behövs kanaler med strömmande vatten för att tillföra och sedan utvinna värme. Dessa anordnas för det mesta vertikalt, för att kunna utnyttja marken till ett betydande djup, se text Figur 16 som visar principen för ett lager i lera med i marken nedtryckta U-rör av plast, och Figur 17 a, b och c som visar borrhålslager med tre utföranden för innanmätet för borrhålskanalerna. Den totala längden kanal som erfordras

bestäms av de erforderliga effekterna som behöver överföras och de disponibla temperaturskillnaderna. Det är främst dessa kanaler som kostar pengar – plus vissa markåtgärder för att bereda marken och isolera markytan. Därför är avståndet mellan kanalerna (som bestämmer den totala kanallängden) en optimeringsfråga.

Flera kanaler kan kopplas i serie, för att bättre kunna utnyttja skillnaden mellan vattnets inlopps- och utloppstemperatur, och för att skapa en radiell temperaturgradient i lagret som minskar värmeförlusterna. Figur 18 illustrerar temperaturförloppen vid laddning resp urladdning. Markens temperatur närmar sig gradvis laddningsvattnets temperaturer under laddning, och därefter urladdningsvattnets temperatur under urladdning. En påtaglig skillnad mellan dessa temperaturer fordras för att åstadkomma värmeöverföringsprocesserna. Denna kan åstadkommas genom en lämplig omkoppling av lagret i kretsen. Figur 19a, 19b visar exempel på hur detta kan ordnas, utan att dock visa de ventilarangemang som erfordras härför. Det varmaste vattnet direkt från kraftvärmeverkets avgaspanna används för laddning, nätets returvatten för urladdning.

I Figur 19 har en värmeväxlare visats mellan lagret och gruppcentralens rörsystem. Detta behövs på grund av syrediffusion genom marklagrets plaströr, när gruppcentralens rörsystem innehåller rör eller andra komponenter av kolstål. Däremot kan den undvikas i fall där man t ex använder ett plaströrsystem för värmedistributionen (t ex Grudis-systemet) och lämplig material i kraftvärmeverkets värmeväxlare och pannorna. Ett annat sätt att undvika behovet av värmeväxlare är att använda något dyrare plaströr med diffusionsbarriär i lagrets kanaler. Värmeväxlaren medför en begränsad merinvestering när det gäller säsongslagring men dessutom en extra temperaturskillnad, som minskar temperaturskillnaden disponibel för laddning och urladdning av själva marklagret.

De typer av marklager som är aktuella i Sverige är dels lager i lera, dels lager i berg, så kallade borrhålslager.

9.2 **Prestanda och kostnader av marklager**

a) *Lager i lera*

Lager i lera (Figur 16) har **fördelen** att anläggning av kanalerna är en mycket billig och snabb operation, särskilt när nyare teknik för nedtryckning av plastslangarna beskrivna i Ref 12 tillämpas, och mäktigheten av leran är stor. För ett kanaldjup av 20 m och lagervolym 50 000 m³ räknar t ex Ref 12 med en kostnad på 35 à 41 kr vid kanaltäthet av 0.66 à 0.26 per m² horisontalyta i 1986 års penningvärde, inklusive markarbeten och viss isolering. Med 17 % indexjustering för prisnivå 1989 och 44 % påslag för tjockare isolering, en värmeväxlare och en något försiktigare kalkyl, blir kostnaden fortfarande bara ca 59 à 69 kr per m kanal, beroende på kanaltätheten.

En nackdel av leran är däremot den låga värmeledningsförmågan, ca 1 W/mK, som tvingar fram en hög kanaltäthet om man skall uppnå de höga önskvärda värmeöverföringskoefficienterna per m³ volym.

De två kanaltätheterna som citerats ovan, 0.66 resp 0.26 m kanal per m³ volym motsvarar t ex värmeöverföringskoefficienter av 2 resp 0.5 W/m³K, vilket innebär att kostnaden per W/K värmeöverföringsförmåga blir

$$(0.66 \text{ m} \times 59 \text{ kr/m}) / 2 \text{ W/m}^3\text{K} = 19.5 \text{ kr/(W/K)}$$

resp

$$(0.26 \text{ m} \times 69 \text{ kr/m}) / 0.5 \text{ W/m}^3\text{K} = 36 \text{ kr/(W/K)}.$$

exklusive inverkan av värmeväxlaren på värmeöverföringen.

Den högre kostnaden per m kanal för den låga kanaltätheten beror på att markarbeten och markisolering blir dyrare när volymen ökar. För en tillämpning till ett minikraftvärmeverk med två laddningscyklar per år enligt t ex Figur 6, är en lämplig värmeöverföringskoefficient, ca 1 W/m³K. Interpolation ger då en kostnad av 26.5 kr/(W/K). Detta är som vi skall se väsentligt lägre än vad som kan åstadkommas för t ex borrhålslager.

Den låga värmeledningsförmågan för lera är visserligen en nackdel när det gäller dess inverkan på erforderlig kanaltäthet, men en stor fördel när det gäller värmeförlusterna. Detta är mycket viktigt för högtemperaturlager av aktuellt slag. Lera har dessutom en hög specifik värme per m^3 – 0.7 à 0.9 kWh/ m^3 beroende på fukthalten m m.

Den största osäkerheten när det gäller lager i lera är den maximalt tillåtna temperaturen för lera. Används marken inte för andra ändamål kan viss reduktion i hållfasthet m m accepteras. Var gränsen går är dock inte ännu belagt. I Kullavikslagret (Ref 13) har man under korta tider uppnått ca 70°C utan uppenbara problem. Mera grundläggande studier av lerans beteende vid olika temperaturer pågår. Några definitiva slutsatser har dock tyvärr inte ännu kunnat dras.

b) Lager i berg (borrhålslager)

För lager i berg måste djupa vertikala hål borraras, med 100 à 200 mm diameter, och förses med plastslangar för vattencirkulation. De flesta hittills byggda lagren använder det så kallade slutna systemet illustrerat i Figur 17a, med U-rör av plast i varje borrhål. Fördelen är att grundvattnet inte cirkulerar i värmesystemet så att avsättningsproblem m m undviks. Nackdelen är ett betydande motstånd till värmeöverföring mellan vattnet i U-rören och bergväggen. Den kan uppgå till en tredjedel av det totala motståndet mellan det cirkulerande vattnet och bergets medeltemperatur.

För ett litet experimentellt lager och ett stort lager i Luleå har det öppna systemet, Figur 175b, använts. Ett plaströr dras till kanalens botten och ett annat till grundvattennivån i borrhålen. Där emellan etableras cirkulation. Kan man åstadkomma en bra centrerings av det djupa röret (vilket man inte lyckats med vid den första tillämpningen i Luleå) kan man då åstadkomma en mycket god värmeöverföring i turbulent strömning mellan det cirkulerande vattnet och bergväggen. Då kan motståndet till värmeöverföringen mellan det strömmande vattnet och bergväggen reduceras till ett närmast försumbart värde.

Figur 17c visar ett system som försöker kombinera de bästa dragen av dessa två system. En plaststrumpa som ligger an mot borrhålsväggen skiljer det cirkulerande vattnet från grundvattnet, så att systemet i princip är slutet. Vattencirkulationen sker dock på samma sätt som för det öppna systemet med turbulent strömning i kanalen. Värmeöverföringsmotståndet mellan vatten och berg blir sålunda mycket lågt. Kanalförsök har gjorts med detta system och en kalkyl för ett större lager i Solna (Stocksundstorp) föreligger, Ref 14.

När det gäller kostnader har för ett stort lågtemperaturlager med U-rör (ca 200 000 m³, Grosvad, Ref 15) en kostnad av ca 204 kr/m uppnåtts i 1985 års nivå inklusive kulvert, motsvarande ca 237 kr/m i kostnadsnivån 1989, vilket dock är ovanligt lågt. För mindre lager uppger företaget som byggt de flesta lager (Scandenergy) en kostnad på ca 300 kr/m, ibland mera.

I Ref 14 beräknades att lager med plaststrumpa (dvs typen Figur 17c) och högtemperaturmaterial skulle, när en gång erfarenheter från den första prototypen vunnits, kosta i storlek 140 000 m³ ca 233 kr/m inklusive isolering, kulvert, värmeväxlare m m, i 1986 års prisnivå. Detta motsvarar ca 273 kr/m i prisnivå januari 1990. Vid tillämpning till minikraftvärmeverk, storlek ca 30 000 m³, finns justeringar som ökar den specifika kostnaden (lägre volym, högre temperatur som fordrar exklusivare rörmaterial och tjockare markisolering) och andra som något reducerar den specifika kostnaden (högre optimal kanaltäthet ca 0.15 m/m³ på grund av kort urladdningstid). Sammanlagt skattar jag att detta ökar den specifika kostnaden till ca 320 kr/m.

Kanalerna är sålunda ca 6 gånger så dyra som för ett lerlager med 20 m djup och modernaste teknik. Till viss del kompenseras detta dock av förhållandet att värmeledningen för berg, ca 3.3 W/mK är ca 3.3 gånger så högt som för lera, varför man kan använda en betydligt lägre kanaltäthet än för lerlagren.

Motståndet till värmeöverföring för alternativ a) är ca 0.22 à 0.25 Km/W beroende på kanalavstånd och väggtjocklek av plaströret m m, motståndet för alt c) (med plaststrumpa) ca 0.15 à

0.17 Km/W. Antas 0.15 Km/W och 320 kr/m för den aktuella höga kanaltätheten ca 0.15 m/m³, erhålls en specifik kostnad av $320 \times 0.15 = 48$ kr/(kW/m), dvs nästan dubbelt så högt som för lerlagret.

Berg (granit) har en specifik värme per m³ av ca 0.63 kWh/m³K, vilket är lägre än det vanliga värdet för lera. Det höga värmeledningstalet är också en betydande nackdel när det gäller värmeförlusterna.

Borrhålslager har sålunda flera nackdelar när det gäller kostnad och prestanda i förhållande till lera. Dess stora fördel i förhållande till lera är däremot att berg förekommer på de flesta ställen i landet och att berg klarar de högsta aktuella temperaturerna, förutsatt att lämpligt plastmaterial används i kanalerna.

9.3 Beräknad ekonomi

Eftersom det är svårt att få långtidslagring att vara lönsam för små system, har ekonomin beräknats för ett antal fall med relativt gynnsamma ekonomiska antaganden, motsvarande Fall 1, definierat i tidigare avsnitt, dvs relativt höga elpriser, relativt låga gaspriser, viss del av gaskostnaden som fast avgift och nytt system så att lagret även kan ersätta viss panneffekt.

Driftschemat antas följa Figur 6 i stort, med två laddningscyklar per år. I den ena cykeln ersätts pannenergi under kallaste vinter vid urladdning av lagret, och i den andra laddningscykeln ersätts i huvudsak pannenergi under sommaravställningen av minikraftvärmeverket för underhåll, men dessutom i viss utsträckning sommarmottrycksenergi. Denna energi har ju ett lågt värde på grund av låga elpriser under sommaren.

Tabell 7 redovisar resultaten av dessa beräkningar, som beskrivs mera i detalj i Bilaga 1 och dess Tabell 1.1.

Två fall behandlas, nämligen ett borrhålslager med plaststrumpor och ett lerlager, i båda fallen för en relativt stor gruppvärmecentral (6 000 kW).

9.3.1 Borrhålslager

Energibalansen för borrhålslagret visar att värmeförlusterna svarar för ca 54 % av energitillförseln år 5, då man närmast sig ekvilibriumförhållandena. Anledningen till denna höga värmeförlust är att lagret är litet, medeltemperaturen hög, och att berg har en hög konduktans (3.3 W/mK). Givetvis är denna höga värmeförlust en allvarlig ekonomisk belastning.

I beräkningen antas att den delen av mottrycksenergin som svarar mot urladdningsenergin, berättigar till den av MIA föreslagna skattebonusen av 4 öre/kWh mottrycksel, däremot att den delen av mottrycksenergin som bara ersätter värmeförlusterna inte är berättigad till denna skattebonus. Den kan ju i princip likställas med restvärmets för kondensproduktion.

Enligt Fall 1 av de ekonomiska förutsättningarna värderas el till den rörliga kostnaden i dagens eltaxa från Vattenfall eller Sydkraft, plus 5 % distributionsförlust, plus 8 öre/kWh för prisökningar efter 1990/91 på grund av kärnkraftavvecklingen m m. Enligt beräkningen i Bilaga 1 sammanfattad i Tabell 7, ger borrhålslager en kapitaliserad nettoförlust (taxa enligt Vattenfall) resp begränsad vinst (Sydkrafts taxa).

Beräkningen i Tabell 7 beaktar inte att det finns möjlighet även för alternativet utan lager att höja elproduktionen genom att tillämpa kompletterande kondensdrift under en viss del av vinterns höglåsttid. Beaktas denna möjlighet så blir det förlust för lagring i borrhålslager även med Sydkrafts taxa.

Dessutom bör framhållas att antaganden för Fall 1 på alla punkter är förhållandevis gynnsamma och inte kommer att infrias till fullo för många projekt. Slutsatsen måste därför bli att långtidslagring i borrhålslager **inte** kommer att bli motiverade för gruppcentraler med minikraftvärmeverk. Därtill är värmeförlusterna för höga i den aktuella storleksskassen.

9.3.2 *Lerlager*

Kol 2 av tabellen visar förhållandena för ett lerlager där man bortsett från eventuella begränsningar i den tillåtbara maximala temperaturen. I slutet av laddningsoperationerna uppnås då temperaturer på drygt 80°C. Värmeförlusten är måttlig – t ex år 5 ca 25 % av den tillförda energin. Dessutom är lerlagret billigare än borrhåslagret enligt det tidigare redovisade kostnadsunderlaget. Sammantaget innebär dessa förbättringar i förhållande till borrhåslagret att lerlagret ger en beräknad vinst, för båda de tillämpade eltaxorna. Viss vinst kvarstår även om man korregerar kalkylen för kompletterande kondensdrift i fallet utan lager.

Ett stort osäkerhetsmoment är dock den tillåtbara temperaturen för lagret. Det behövs inte många graders minskning i den tillåtbara temperaturen, för att den beräknade vinsten skall helt utebli.

Slutsatsen för lerlager blir sålunda att man måste avvakta bättre kunskaper betr de maximalt tillåtbara temperaturerna, innan man kan rekommendera en tillämpning av sådana lager för långtidslagring i gruppcentraler med minikraftvärmeverk. Även om höga temperaturer skulle visa sig vara tillåtbara, blir det ekonomiska genomslaget begränsat till fall där de ekonomiska villkoren är särskilt gynnsamma, dvs ligger nära dem för Fall 1.

10. **Exempel av möjlig praktisk tillämpning: Laholm**

För att mera konkret studera tillämpningsmöjligheterna för slutsatserna i denna rapport, har jag undersökt förhållandena vid ett projekt i Trädgårdsstaden, Laholm. I detta projekt byggs nu distributionsnät som skall försörja områden med småhus med värme och varmvatten. Det bedöms att det maximala effektbehovet kommer att bli ca 2 000 kW, och att varaktigheten kommer att följa ungefär kurvan i Figur 1. Ett minikraftvärmeverk som i början skall använda naturgas som bränsle, senare eventuellt biogas, är avsedd att svara för baslasten av produktion. Dess värmeeffekt var från början satt till knappa 700 kW.

Byggforskningsrådet har beviljat ett experimentbyggnadslån till Södra Hallands Kraftförening för att hjälpa till att genomföra projektet (Ref 18).

Redogörelsen ovan visar att förhållanden motsvarar ungefär så som är belysta för exemplet i Tabell 1, Fall 2, dvs utan lager, och med en relativt låg effekt för minikraftvärmeverket.

Vad beträffar el och gastaxor under kraftvärmeverkets livstid föreligger dock väsentliga skillnader. Det faktum att kraftvärmeverket får ett experimentbyggnadslån innebär att ekonomin inte är utsatt för samma press som för ett verk som måste ge lönsamhet helt på egen hand. Detta påverkar givetvis den press som ägaren kan sätta på el- och gasleverantörerna i prisförhandlingar. Dessutom innebär den planerade driftstarten redan 1991/92 att elprisnivån under anläggningens livslängd blir lägre än för ett verk byggt några år närmare den planerade kärnkraftavvecklingen, och att något allmänt avtal betr gasleveranser till stora kondenskraftverk inte ännu slutits och därför inte kan påverka förhandlingar angående gaspriset för minikraftvärmeverket.

Mot bakgrund av beräkningarna som redovisas i denna rapport har jag framfört följande synpunkter angående Laholmsprojektet:

- 1) Det torde vara lönsamt att öka storleken av kraftvärmeverket från mindre än 700 kW värme till ca 800 kW, för att öka elintäkterna. Dessutom förbättrar detta lönsamheten för ett eventuellt korttidslager.
- 2) Ett korttidslager av lämplig utformning skulle bli lönsam, förutsatt att den tillåts påverka även effekten av topplastpannorna, och att värmelasten får den beräknade storleken.
- 3) Särskilt gynnsam förefaller den konstruktion av korttidslager vara som beskrivs i avsnitt 8.7b, dvs en enkel ståltank byggd enligt Spirobandprincipen.
- 4) Ett projekt av detta slag borde **stödjas av BFR**, med hänsyn till dess demonstrationsvärde både när det gäller typen av

lager och tillämpningen till ett mindre minikraftvärmeverk. Även den föreslagna enkla regleringsmetoden är värd att demonstrera. Genom att projektet i övrigt fått experimentbyggnadslån och därför kommer att kartläggas genom omfattande mätningar, kan även prestanda och drifterfarenheterna för lagret erhållas mycket låg extra mätkostnader.

- 5) Om SHK nu träffar avtal betr gas och elpriser för verket för de närmaste åren bör man redan nu anmäla önskemål om omförhandling av villkoren därefter med hänsyn till den typ av synpunkter som framförs i denna rapport, dvs
 - a) ett gaspris som ligger närmare det "konkurrensneutrala priset för kondenskraft och kraftvärmeverk, och
 - b) en extra betalning för el från råkraftleverantören för att beakta besparingar råkraftleverantören kan göra vid minskade behov att bygga ut nya kondenskraftverk.

I skrivande stund har intresse uttalats för dessa synpunkter från SHKs sida och BFRs handläggare, utan att något beslut ännu träffats. Utrymmet för ett större minikraftvärmeaggregat för ca 800 kW värmeeffekt har dock reserverats i byggnaden som nu uppförs (Ref 19). När det gäller lagret finns krav på att utseendet anpassas till utseendet för husen inom området, vilket innebär att det yttre cylindriska skalet får ersättas av ett skal med samma väggbeklädnad och färg som husen i övrigt och eventuellt modifierad form. Upphandling av minikraftvärmeverket beräknas ske omkring mars 1991, och det är detta sammanhang som definitiv ställning kommer att tas till såväl val av fabrikat och storlek av minikraftvärmeverket som anskaffning av ett eventuellt korttidslager och dess utformning.

Referenser

1. Blockcentraler för uppvärmning.
Statens Energiverk 1987:1
2. Westerlund Rolf
Gruppcentraler i bostadssektorn: alternativa värmeproduktionssystem och oljeersättningspotential.
BFR, R14:1985.
3. Margen Peter
Nytt energisystem för uppvärmning med naturgas: Bostadsområdet i Rösbo.
BFR R94:1989.
(Se även informationspaket från Studsvik betr GRUDIS-systemet.)
4. EKOVISAM 89: Ekonomiska villkor för samkörning med mindre produktionsanläggningar upp till 1 500 kW.
Marknadsrådet (och Svenska Elverksföreningen), januari 1986.
5. Ekonomiska styrmedel i miljöpolitiken: Energi och Trafik. Del 2.
Delbetänkande av miljöavgiftsutredningen 1989:83.
6. Nilsson Lars m fl, Krångede Samkörningsgrupp
Personligt meddelande.
7. Sundell Jan, Statens Vattenfallsverk
Personligt meddelande.
8. Margen Peter
"Konkurrens på lika villkor".
Gas Nytt, februari 1990.
9. Margen Peter
Naturgasdrivna minikraftvärmeverk för byggnader och blockcentraler.
BFR R31:1988.
10. Svensson Göran, Wagner Hans
Teknologi för framtida småskalig cogeneration med naturgas.
Reserapport från besök i USA och Kanada, juli 1989.
11. Termisk energilagring: Värdering av arbeten under 3-årsplanen 1987/88 - 89/90 och förslag till inriktning 90/91 - 92/93.
BFRs ELS-grupp, februari 1990.
12. Wilén Peter, Johansson Anders, Rhen Ingvar
Teknikutveckling för värmelagring med vertikala rör i jord och berg.
BFR R33:1988.
13. Olsson Stefan
Värmelager i lera, projekt Kullavik.
BFR 105:1986.

14. Södergren David
Ansökan om experimentbyggnadslån för värmelager i berg, Solna Kommun, Stocksundstorp; Bilaga 864020.
15. Wallentun Håkan
Utvärdering av Grosvadsanläggning i Finspång
Studsvik Rapport ED 89/26.
16. Sveriges Elförsörjning: vecka 52, 1989
Sammanställd av Vattenfall för Samkörningsnämnden.
17. Claesson Johan m fl
Markvärme: en handbok om termiska analyser, Del I
TN:1985, Byggforskningsrådet.
18. "Naturgasteknik för värme ock kraft i Trädgårdsstaden Laholm".
Experimentbyggnadslån från Byggforskningsrådet till södra
Hallands Kraftförening, Projekt Nr 890190-8.
19. Karlsson Tommy, Södra Hallands kraftförening
Personligt meddelande.

Bilaga 1: Beräkningar för marklager

De värmetekniska beräkningarna för marklager för kapitel 9 har utförts på följande sätt:

Värmeöverföringskoefficienten för lerlager har beräknats genom interpolation av de värden som angivits i Ref 12 för olika kanal-tätheter av ett lerlager med flera seriekopplade kanaler, skänkel-avstånd 0.35 m och slangdiameter 25 mm.

Värmeöverföringsmotståndet per m kanal för borrhålslager har beräknats från Johan Claessons klassiska formel (Ref 16):

$$\tau = [\ln (D_t (d) - 0.75) / 2\pi \lambda + r_p] \quad (\text{mK/W})$$

med

λ = konduktivitet för berg satt till 3.3 W/mK och

d = borrhålsdiameter satt till 100 mm

D_t = avstånd mellan borrhålen i triangulärt gitter
($D_k/0.866$)

D_k = avstånd mellan borrhålen i kvadratisk gitter =
(kanaltäthet) $^{-0.5} = 2.98$ m

r_p = motstånd mellan vattnet i kanalen och borrhålsväggen
som satts till 0.05 mK/W för en utformning med
plaststrumpa och turbulent strömning.

Värmeförlusterna har beräknats från formlerna i Ref 17 med en korrektion för det faktum att viss temperaturgradient planeras mellan lagrets centrum och periferi. Själva laddnings- och urladdningsförloppet har beräknats för ett schema som följer i princip Figur 6 med stegvisa beräkningar.

De ekonomiska beräkningarna för borrhålslagret illustreras av Tabell 1.1, baserad på antaganden för Fall 1 beskrivna under Tabell 7 av huvudtexten. När det gäller laddningsförloppen har följande fördelning skattats, och använts för att beräkna medelvärdet av elproduktionen; punkt 7 av tabell 1.1:

Energiproduktion under höglasttid:	45 %
Energiproduktion under låglasttid:	55 %

	första laddning kol 1	andra laddning kol 2
Energiproduktion med vintertaxa	20 %	45 %
Energiproduktion med höst/vår-taxa	80 %	55 %

Dessa antaganden används för att beräkna medelvärdet av elproduktion i punkt 7 enligt formeln:

$$[(\text{rörlig kostnad enligt Sydkrafts eller Vattenfalls taxa N3 i tabell 2}) \times 1.05 \times 1.046] + 8 \text{ öre/kWh}$$

där

5 % = antagen distributionsförlust som den lokala elproduktionen sparar

4.6 % = indexuppräknings av elkostnaden enligt Konsumentindexet för 1989.

Vid urladdning under sommaren, ersätter urlastningen först pannenergi under en månads underhållsperiod för minikraftvärmeverket och därefter ren begränsad mängd mottrycksenergi producerad under resterande sommartaxeperiod. Värdet av elbortfallet under denna tid (se punkt 7 och 8) är därför lågt.

I Tabell 1.1 beaktas ej den resultatförbättring som ett system utan lager kan få genom kompletterande kondenskraftdrift under den del av vinterhöglasttid som kraftvärmeverkets effekt inte är helt utnyttjad vid mottrycksdrift.

Tabell 1. Överförd produktion till höglasttid genom kortids-lagring och värdet av överföringen (beräkningsexempel)

Antaganden: Värmebehov 4 255 MWh/år, max effekt $q_{\max} = 2\,000\text{ kW}$
 Lager: 48 m^3 , $Q_L = 2\,000\text{ kWh} = 25\text{ kWh/MW}$ av q_{\max} ($I=42.5\text{ kWh/m}^3$)

Kraftvärmeverket: Genomsnitt i drift
 Fall 1 Fall 2
 Elutbytesfaktor: (max=0.67): medel 0.65 0.65
 Värmeeffekt, q_{kvv} , kW 800 693
 Lagrets relativa storlek, Q_L/q_{kvv} 2.5 2.89
 (=52% av $Q_{L\max}$) (=60% av $Q_{L\max}$)

1 Månad ¹⁾	2 Medel- effekt behov q_{med} kW	3 Ökning i höglast- produktion per vardag ²⁾	4 Ökning i höglast- tidselfproduktion, per säsong ($\alpha=0.5$) = (3)x21.7d = per månad x 0.95 α MWh _e MWh _e	5 Skillnad mellan hög- lasttid & låglasttid eltaxa ³⁾ öre/kWh _e	6 Värdet av överföringen till höglast- tid = (4b)x(5) kr/år		
Sommar		Fall 1	Fall 2	Fall 1	Fall 2	Fall 1	Fall 2
1	-	-					
2	150	1 379					
3	170	1 494					
4	190	1 725					
Totalt	230	4 598	61.6	61.6	61.6	2.20	1 353
Vår/höst:							
5	280	2 000					
6	460	2 000					
7	580	2 000	1 344				
Totalt		6 000	4 344	80.4	58.2	3.40	2 737
Vinter:							
8	600	2 000	1 008				
9	680	1 320	115				
10	740	740	-				
11	800	-	-				
12	970	-	-				
Totalt		4 060	1 123	53.7	15.0	16.25	8 724
Året				195.7	134.8		12 819

Sammanfattning: Fall 1 Fall 2
 Antal omsättningar av lagret $195.7/(2 \times 0.65) = 150$ $134.8/(2 \times 0.65) = 104$
 Kapitaliserat värde av produktions-
 överföring till höglasttid
 a) totalt $12\,819/0.0882 = 145\,300\text{ kkr}$ $5\,770/0.0882 = 65\,400\text{ kkr}$
 b) per m^3 av lagret $145\,300\text{ kkr}/48\text{ m}^3 = 3\,030\text{ kr/m}^3$ $65\,400/48\text{ m}^3 = 1\,360\text{ kr/m}^3$
 Antal månader lagring: ~ 9 något mer än 7

1) Eltariffperioderna indelade i 4, 3 resp 5 "ekvivalenta månader" enligt varaktighetskurva för varje period.

2) Lägsta av följande tre värden: $Q_L (= 2\,000\text{ kWh});$
 $0.9 q_{\text{med}} \times 8\text{ h} + 0.2 (Q_L - (0.9 q_{\text{med}} \times 8\text{ h}));$
 $(q_{\text{kvv}} - 1.05 w_{\text{med}}) \times 16\text{ h}$

Dock justerad för period 9 Fall 2 då laddning är möjlig under en del av vardagen.

3) Sydkrafts taxa N3 för 1990 + 5 % distributionsförlust, se Tabell 2.

Konsumentindex = 186 (värdet för 1989). Tillämpas istället Vattenfalls taxa N3, minskar värdet av produktionsöverföringen till $2\,330\text{ kr/m}^3$ Fall 1, resp $1\,090\text{ kr/m}^3$, Fall 2.

Tabell 2. Exempel på dagens eltariffer (1990/91; exklusive skatt)

Företag Tariff År Leveransspänning kV	1	2	3	4
	Sydkraft	Vattenfall		Sydkraft
	N3	N3	N1	T0
	1990	1991	1991	1990
	10-6	10-6	130-70	130-70
Fast avgift kkr/år	10	10	600	6 000
Abonnemangsavgift kr/kW-år	60	65	45	13
Högbelastningsavgift kr/kW-år (nov-mars, 06-22)*	275	340	205	160
Energiavgifter öre/kWh				
Vinter (nov-mars):				
Höglasttid	33.4	28.5	23.5	24.1
Låglasttid	<u>18.6</u>	<u>17.8</u>	<u>16.4</u>	<u>16.1</u>
Skillnad	14.8	10.7	7.1	8.0
Vår/höst (april, sept, okt):				
Höglasttid	18.6	16.1	14.8	16.1
Låglasttid	<u>15.5</u>	<u>13.0</u>	<u>12.3</u>	<u>13.3</u>
Skillnad	3.1	3.1	2.5	2.8
Sommar (maj-aug)				
Höglasttid	13.5	9.6	9.2	11.4
Låglasttid	<u>11.5</u>	<u>8.4</u>	<u>8.2</u>	<u>9.9</u>
Skillnad	2.0	1.2	1.0	1.5
Indexkorrekton %	0.46 (K - 175)			

Kommentarer:

Höglasttid är vardag 06-22

K = konsumentindex

Högbelastningsavgift:

Sydkraft: medelvärdet av de två högsta månadstimvärdena november-mars

Vattenfall: medelvärdet av de fem vintermånadernas högsta timeffekter

TABELL 3

I Ökningen i värdet av elproduktionen pga framtida prishöjningar vid en kärnkraftavveckling

A Kostnaden att producera kondensel i naturgaseldade kondenskraftverk vid ca 6000 h/år.

1.	Investeringskostnaden	4 500	kr/kW
2.	Kapitalkostnaden (25 år, 6 % realränta = 7,82 %/år)	336	kr/kW-år
3.	Fasta driftkostnad	<u>37</u>	kr/kW-år
4.	Totala fasta kostnader	4 873	kr/kW-år
5.	Totala dito per kWh _e vid 5 500 h/år	8,9	öre/kWh
6.	Gaskostnad*	8	öre/kWh
7.	Bränslekostnad vid 50 % verkningsgrad	16	öre/kWh
8.	Rörlig driftkostnad	3,5	öre/kWh
9.	Totala kostnad = (5) + (7) + 8	28,4	öre/kWh
10.	Totala kostnad + 3 % för överföringskostnad, högspänning	29,3	öre/kWh

B Kostnaden enligt Sydkrafts högspänningstariff T-O, 1990

1.	Vinterenergiavgift = 55 % av (24,1+16,1)/2	11,055	
2.	Vår/höst avgift = 25 % av (16,1+13,3)/2	3,675	
3.	Sommaravgift = 20 % av (11,4+9,9)/2	<u>1,065</u>	
4.	Energiavgift, medel	15,795	15,8 öre/kWh
5.	Effektavgift = (160 + 13) kr/kW/ 5 500 h	<u>3,1</u>	öre/kWh
6.	Totala kostnaden; (exkl fast avg o transformering K = 175:-)	18,9	öre/kWh
7.	"- med K = 186 för 1989	19,8	öre /kWh
8.	Skillnad, A - B	9,5	öre/kWh
9.	Eller med 5 % distributionstillägg för lokalnäts-distributionsförlust	10,0	öre/kWh

* 2 öre/kWh lägre än vad som bedöms vara nödvändigt för att ge samma elproduktionskostnad år 2000 som för koleldade kondenskraftverk. Reduktionen motiveras av gaskraftverkens lägre flexibilitet med hänsyn till gaskontrakt m m.

Tabell 4, Beräkning av marginalkostnaden av elproduktion vid olika tider på året och dygnet genom KGS med kraftbalansprogrammet KR-70 (version 1990)

Förhållanden 1995-97 innan avveckling av kärnkraften. Mellan- och sydsverige. Siffror inom parenters visar värden enligt Sydkrafts högspänningstaxa 1990 (T0)

	Medelår	Torrår	Vårår
Vinter (5 månader)			
dag	26.1	32.6	22.5
natt	<u>20.5</u>	<u>31.1</u>	<u>13.9</u>
Skillnad	5.4 (8.0)	1.5	8.6
Sommar, vår, höst (7 månader)			
dag	16.9	24.7	9.2
natt	<u>15.4</u>	<u>23.2</u>	<u>8.4</u>
Skillnad	1.5 (2.1)	1.5	0.8
Årsmedel	18.7 (18.9) *		

* Inklusive högeffektavgift, men exklusive abonnemangs- och fast avgift.

Antaganden för KGSS beräkningar:

Kärnkraft 69.9 TWh. Bränsleprisprognos 89-10-03.

	Rörlig prod kostn ö/kWh	Till- gängl energi TWh	Tillförd/ansvärd energi Medel- år TWh	Mitt- år TWh	Torr- år TWh	Våt- år TWh
Vattenkraft netto			64.0	63.9	52.4	76.2
Kärnkraft	6	69.9	69.7	69.9	69.9	68.1
Industrimottryck						
Fastbränsle	9	3.1	2.9	3.0	3.0	1.7
Olja	13	1.0	0.8	0.9	0.9	0.3
Kraftvärme						
MT-fastbränsle	8.5	3.8	3.7	3.8	3.8	3.3
MT-olja	12	1.2	1.1	1.1	1.1	0.7
KD-fastbränsle	16.5	0.7	0.5	0.5	0.6	0.1
Utbyggnad i fast- bränsle + gaskombi	0	0.0				
Kondenskraft, olja						
Prisnivå I (E05)	19	5.9	2.5	2.4	5.4	1.0
Prisnivå II	28	13.2	1.6	1.0	8.3	0.5
Prisnivå III	33	3.1	0.1	0.0	0.7	
Gasturbinkraft	38	3.7	0.0		0.2	
Import (DK + SF 1)	17/15	1.2	0.8	0.8	1.1	0.3
Summa tillförsel			147.8	147.3	147.4	152.2
Förbrukning inkl förluster			147.0	147.0	147.0	147.0
Elpannor, avkopplingsbara		6.4	0.5	0.3	0.3	3.3
Export (DK & SF 1)	8.7/7.5	6.0	0.2		0.1	2.0
Summa användning			147.8	147.3	147.4	152.2

1) Dag/natt o helg

PK89-013/GW

Tabell 5. Optimering av kraftvärmeverkets marginella utnyttjningstid H, genom optimering av effektandelen, q_{kvv} .

Antaganden:

Systemstorlek $q_{max} = \text{ca } 2\,000 \text{ kW}$

Motor av Ottotyp, elutbytesfaktor i genomsnitt, $\alpha = 0.65$

Inget lager vid beräkning av optimalt H

Vid optimalt q_{kvv} är $H = k_f / (k_e - k_r)$

		1 Gynn- samma förutsättningar	2 Mindre gynnsamma förutsättningar	
Beräkning av k_f:				
1.	Marginalkostnaden av investering i KVV	kr/kW _e	5 000	5 500
2.	Marginalvärdet av reduktion i pannkostna- den (kol 1 = 500 kr/kW _v /α = 500/0.65)	kr/kW _e	<u>769</u>	<u>- 2)</u>
3.	Netto marginalinvestering = (1)-(2)	kr/kW _e	4 231	5 500
4.	Annuitet + fasta driftkostnader (7.82 + 0.5) % av (3)	kr/kW _e -år	352	458
5.	Fast gasavgift (kol 1: 100 kr/kW _g -år/h _t = 100/0.85)	kr/kW _e -år	<u>118</u>	<u>-</u>
6.	Total fast kostnad för 1 kW _e effekt- ökning av KVV = (4)+(5), k_f	kr/kW _e -år	<u>470</u>	<u>458</u>
Beräkning av k_e				
7.	Kostnad av vinterel (energiavgift + genomsnittlig effektavgift, enligt följande ¹⁾ Sydkrafts taxa N3 1990 plus 8 resp 5 ö/kW _h kostnadsökning på grund av kärnkraftavveck- lingen m m	öre/kW _h	44.8	41.8
Beräkning av k_r:				
8.	Antagen rörlig kostnad av naturgas (9 resp 16 ö/kW _h) dividerad med marginal- verkningsgrad för elproduktion (0.85)	öre/kW _h	10.6	18.8
9.	Rörlig underhållskostnad för KVV (6 ö/kW _h) minus 4 öre/kW _h skattebonus för mottrycksel enl MIA	öre/kW _h	<u>2.0</u>	<u>2.0</u>
10.	Rörlig kostnad, totalt $k_r = (8)+(9)$	öre/kW _h	12.6	20.8
Netto rörlig kostnad:				
11.	$k_e - k_r = (7)-(10)$		<u>32.2</u>	<u>21.0</u>
Optimal marginalutnyttjningstid, H timmar/år				
12.	$H = k_f / (k_e - k_r)$	timmar/år	1 460	2 180
13.	Motsvarande antal månader då produktions- överföringen genom lagring till högladdtid inte är möjligt = $H / [(730 \times 0.95) \text{ timmar/månad}]$		2.1	3.1
14.	Antal månader då produktionsöverföring skulle vara möjlig genom korttidslagring = = 11 månader - (13)		8.9	7.9

$$1) \quad 1.046 \times 1.05 \left(\frac{(275 \text{ kr/kW}_e\text{-år}) \times 100}{5 \times 730 \text{ h}} + \frac{33.4 + 18.6}{2} \text{ ö/kWh} \right) + 8 \text{ resp } 5 \text{ ö/kWh} =$$

= 44.8 resp 41.8 ö/kW_h; (ca 1 öre/kW_h lägre för Vattenfalls taxa 1991).

2) existerande pannor.

Tabell 6. Maximalt motiverad investering i korttidslager.
Två exempel*

	Fall 1 Gynsamma förhållanden		Fall 2 Ogynsamma förhållanden	
Värdet av:	kr/m ³		kr/m ³	
1. inbesparad panneffekt (S _p)	3 250		0	
2. reducerad gaseffekt (S _g)	(7 780)		0	
	Otto- motor	Diesel- motor	Otto- motor	Diesel- motor
3. Överföring av elproduk- tion till höglasttid	3 030	3 960	1 360	1 780
4. Ökad mottryckselproduk- tion	870	1 140	450	590
5. Totala värdet				
a) exklusive punkt 2	7 150	8 350	1 810	2 370
b) inklusive punkt 2	(14 930)	(16 130)	"	"

* Fall 1 resp 2 refererar till förhållandena definierade i Tabell 5.

För Ottomotorer antas ett medelvärde av elutbytesfaktorn för normal drift av 0.65, och för dieselmotorer av aktuell storlek 0.85.

De numeriska värdena av värdet av korttidslagring för Ottomotorer är baserade på beräkningsexempel i texten.

Tabell 7. Ekonomi av långtidslagring med två laddningscyklar per år, enligt Figur 6. (Se bilaga 1)
(För lagring gynnsamma villkor antas, enligt Fall 1*)

		Borrhålslager med plaststrumpor ($\lambda = 3.3 \text{ W/mK}$ $c/\rho = 0.63 \text{ kWh/m}^3\text{K}$)	Lerlager ($\lambda = 1 \text{ W/mK}$ $c/\rho = 0.8 \text{ kWh/m}^3\text{K}$)
<i>Systemdata:</i>			
1.	Systemets maximala effektbehov kW	6 000	6 000
2.	Kraftvärmeenhetens motortyp	diesel	diesel
3.	Elutbytesfaktor α	0.85	0.85
<i>Data för lagret:</i>			
4.	Kanaltäthet m/m^3	0.15	0.41
5.	Volymetrisk värmeöverföringskoefficient:		
a)	lager $\text{W/m}^2\text{K}$	1.00	1.00
b)	lager + värmeväxlare $\text{W/m}^2\text{K}$	0.85	0.85
6.	Volym m^3	32 000	32 000
7.	Aktivt djup m	100	20
8.	Diameter av borrhål mm	125	
9.	Skänkelavstånd & slangdiameter	-	0.35 m; 25 mm
10.	Kostnad av lagret inklusive värmewäxlare		
a)	kr/m kanal	320	64.6
b)	= (4) x (10a) kr/m ³	48	26.5
<i>Energibalans år 5 (se Tabell 11, Bilaga 1):</i>			
11.	Energiuttag MWh/år		
a)	som ersätter pannenergi	648	810
b)	som ersätter sommarmottrycksvärme	100	254
c)	totalt	748	1 064
12.	Energitillförsel MWh/år	1 614	1 398
13.	Värmeförlust = (11) - (19c) MWh/år	866 (= 54 %)	334 (= 24 %)
14.	Ökad elproduktion vid laddning av lagret = (12) x (3) MWh/år	1 300	1 188
15.	Minskad sommarelproduktion = (10c) x (3) MWh _e /år	73	216
<i>Kapitaliserat värde av lagringsfunktionen, kr/m³ lagervolym:</i>		Syd- kraft*	Vatten- fall*
16.	Värdet av energiutbytet kr/m ³	37.8	24.2
17.	Värdet av gaseffektkapning kr/m ³	8.3	9.6
18.	Värdet av minskat panneffektbehov kr/m ³	3.5	4.0
19.	Totala värdet kr/m ³	49.6	36.0
20.	Vinst (+) resp förlust (-) pga lagring = (19) - (10) kr/m ³	+1.6	-12.0
			+37.7
			+28.4

* Fall 1 motsvarar följande:

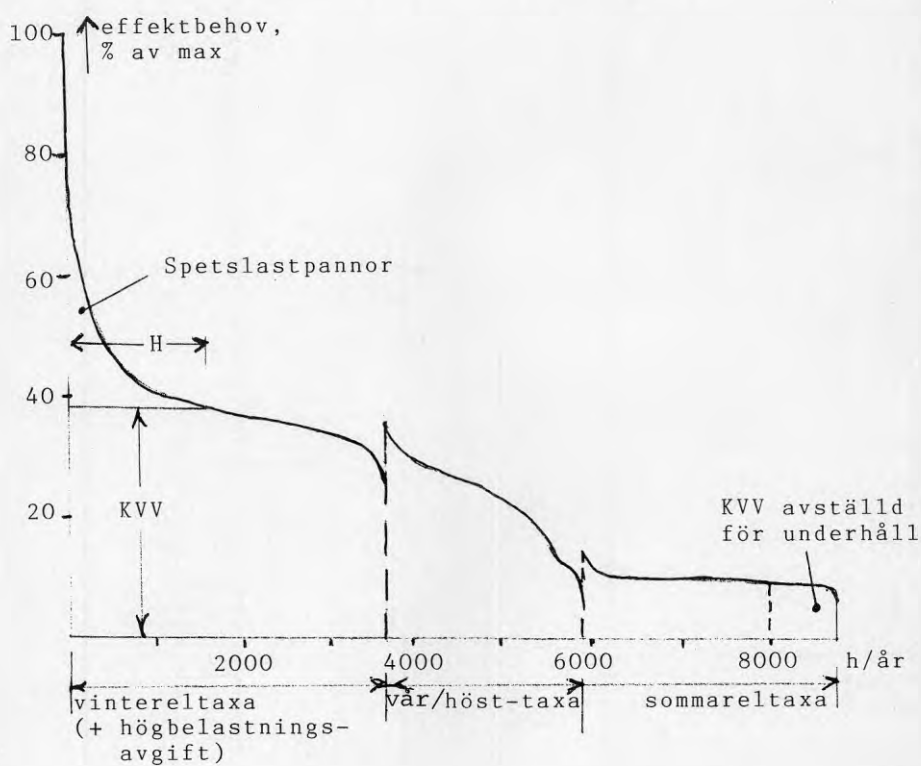
- Värdet av el = eltaxa N3 av Sydkraft 90 eller Vattenfall 91 + 5 % distributionsförlustbortfall på grund av lokal elproduktion + 4.6 % konsumentindexkorrektur till värdet i penningvärdet 1989 + 8 öre/kWh prishöjning på grund av kärnkraftavveckling m m.
- Gaskostnad för extra gas för elproduktion = 9 ö/kWh + 100 kr/kW-år.
- Nytt system så att effektkapning reducerar effekt för nya pannor.
- 4 ö/kWh skattekreditering för nyttig mottryckselproduktion (OBS gäller inte för mottrycksenergi som ersätter lagrets värmeförluster).

Tabell 7. Ekonomi av långtidslagring med två laddningscyklar per år, enligt Figur 6. (Se bilaga 1)
(För lagring gynnsamma villkor antas, enligt Fall 1*)

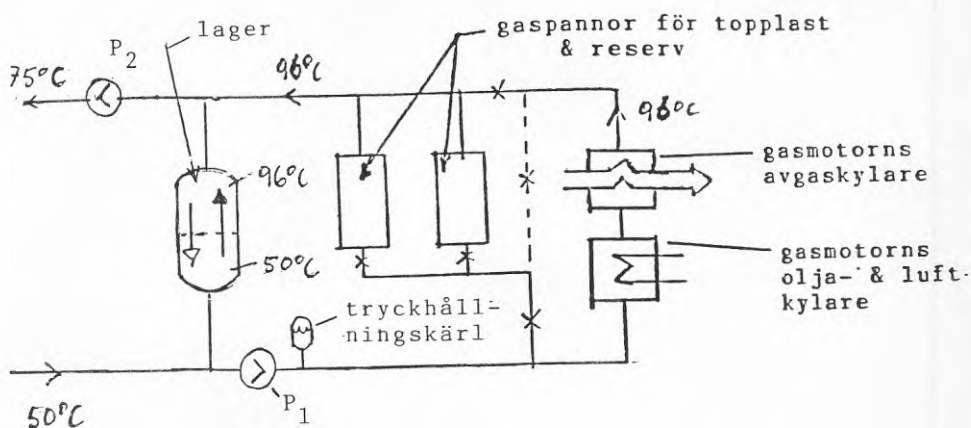
	Borrhållslager med plaststrumpor ($\lambda = 3.3 \text{ W/mK}$ $c/p = 0.63 \text{ kWh/m}^3\text{K}$)	Lerlager ($\lambda = 1 \text{ W/mK}$ $c/p = 0.8 \text{ kWh/m}^3\text{K}$)
Systemdata:		
1. Systemets maximala effektbehov kW	6 000	6 000
2. Kraftvärmeenhetens motortyp	diesel	diesel
3. Elutbytesfaktor α	0.85	0.85
Data för lagret:		
4. Kanaltäthet m/m^3	0.15	0.41
5. Volymetrisk värmeöverföringskoefficient:		
a) lager $\text{W/m}^2\text{K}$	1.00	1.00
b) lager + värmeväxlare $\text{W/m}^2\text{K}$	0.85	0.85
6. Volym m^3	32 000	32 000
7. Aktivt djup m	100	20
8. Diameter av borrhål mm	125	
9. Skänkelavstånd & slangdiameter	-	0.35 m; 25 mm
10. Kostnad av lagret inklusive värmewäxlare		
a) kr/m kanal	320	64.6
b) = (4) x (10a) kr/m ³	48	26.5
Energibalans år 5 (se Tabell 11, Bilaga 1):		
11. Energiuttag MWh/år		
a) som ersätter pannenergi	648	810
b) som ersätter sommarmottrycksvärme	100	254
c) totalt	748	1 064
12. Energitillförsel MWh/år	1 614	1 398
13. Värmeförlust = (11) - (19c) MWh/år	866 (= 54 %)	334 (= 24 %)
14. Ökad elproduktion vid laddning av lagret = (12) x (3) MWh/år	1 300	1 188
15. Minskad sommarelproduktion = (10c) x (3) MWh/år	73	216
Kapitaliserat värde av lagringsfunktionen, kr/m³ lagervolym:		
16. Värde av energiutbytet kr/m^3	Syd-kraft* 37.8 Vattenfall* 24.2	Syd-kraft* 50.7 Vattenfall 40.4
17. Värde av gaseffektkapning kr/m^3	8.3	9.6
18. Värde av minskat panneffektbehov kr/m^3	3.5	4.0
19. Totala värdet kr/m^3	49.6	64.2
20. Vinst (+) resp förlust (-) pga lagring = (19) - (10) kr/m^3	+1.6 -12.0	+37.7 +28.4

* Fall 1 motsvarar följande:

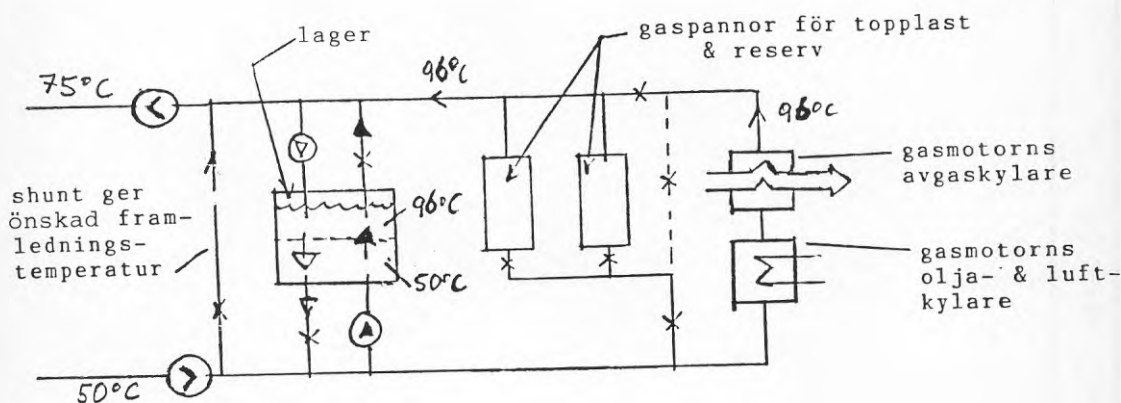
- Värdet av el = eltaxa N3 av Sydkraft 90 eller Vattenfall 91 + 5 % distributionsförlustbortfall på grund av lokal elproduktion + 4.6 % konsumentindexkorrektion till värdet i penningvärdet 1989 + 8 öre/kWh prishöjning på grund av kärnkraftavveckling m m.
- Gaskostnad för extra gas för elproduktion = 9 ö/kWh + 100 kr/kW-år.
- Nytt system så att effektkapning reducerar effekt för nya pannor.
- 4 ö/kWh skattekreditering för nyttig mottryckselproduktion (OBS gäller inte för mottrycksenergi som ersätter lagrets värmeförluster).



Figur 1. Bidrag från kraftvärmeverket under olika eltaxeperioder.



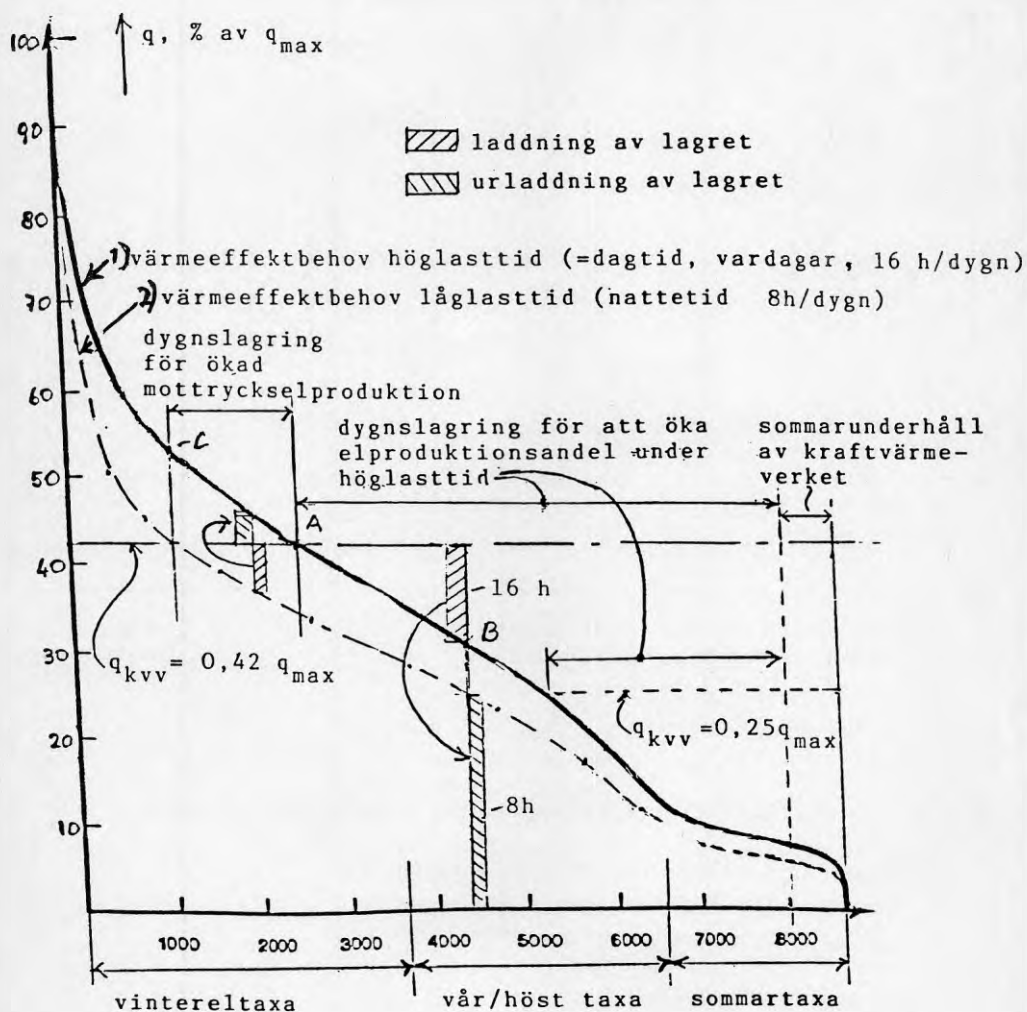
- a) lager vid systemtrycket (skillnaden mellan flöden för pumpar P_1 och P_2 reglerar flödet genom lagret)



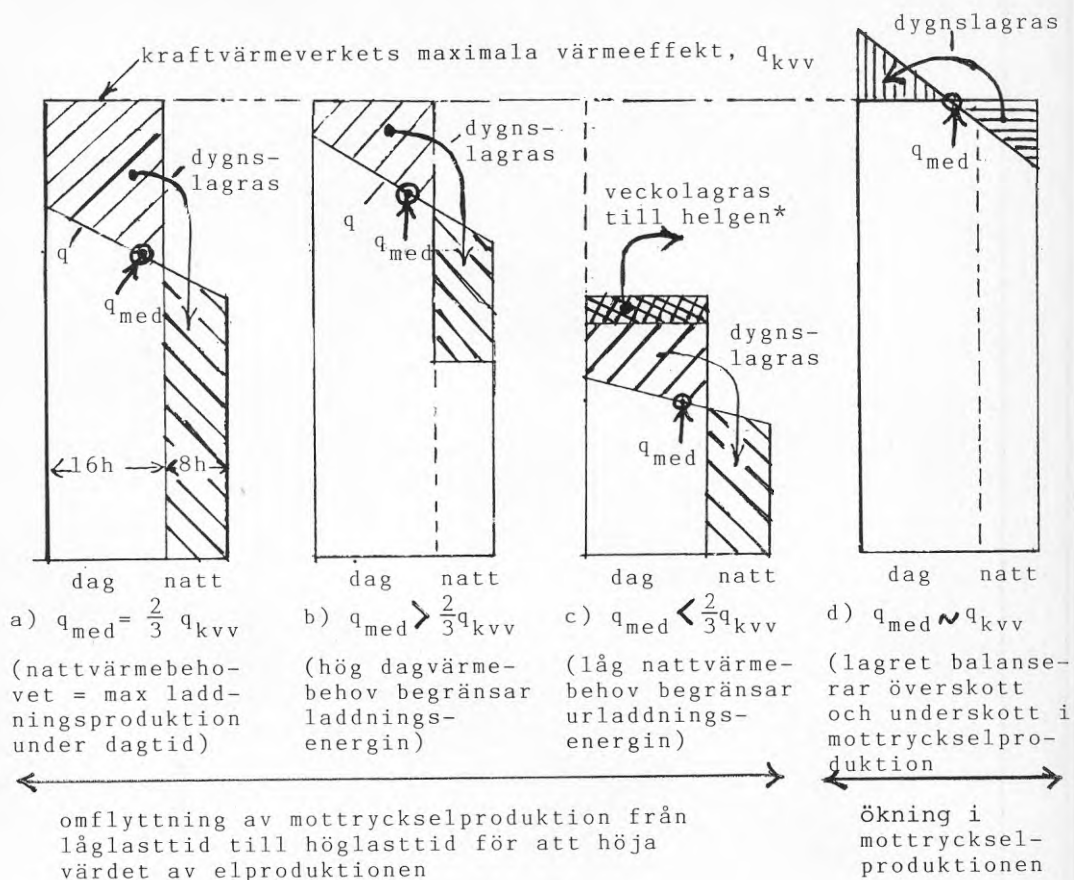
- b) lager vid atmosfärstryck och shunt som medger att temperaturskillnaden över lagret höjs vid behov utan att påverka temperaturerna på nätet

→ laddning
→ urladdning

Figur 2. Exempel på principscheman för gruppcentraler med minikraftvärmeverk.
(Den streckade ledningen medger seriekoppling av kraftvärmeverket och pannorna vid behov.)

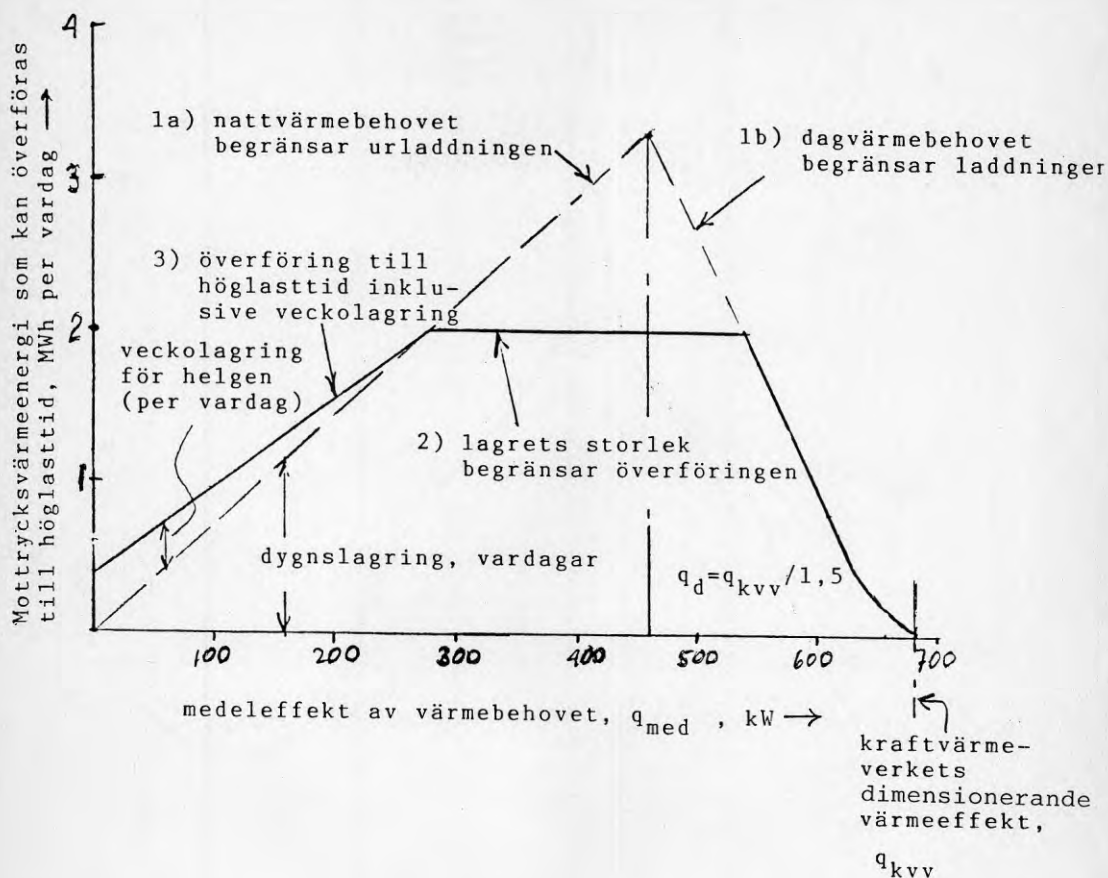


Figur 3. Dygnslagring för att öka mottryckselproduktionen resp andelen av produktionen under höglasstid.



Figur 4. Korttidslagring för att öka värdet av mottryckselproduktion.

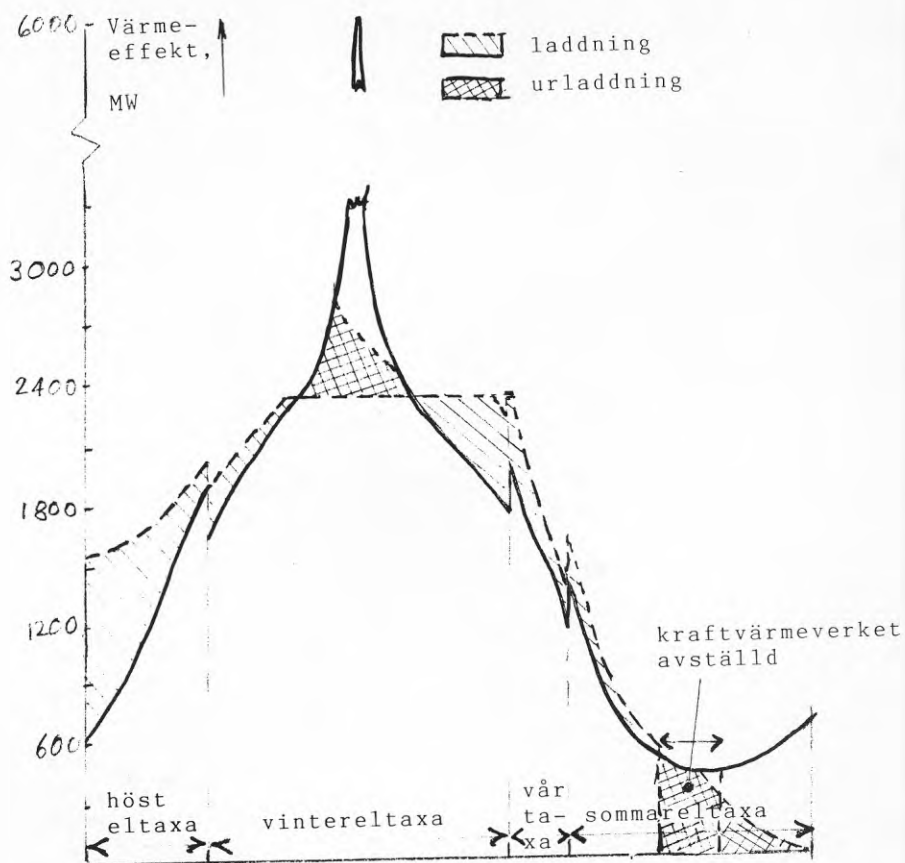
* inom ramen för dygnslagret icke utnyttjad lagringsförmåga.



Figur 5.

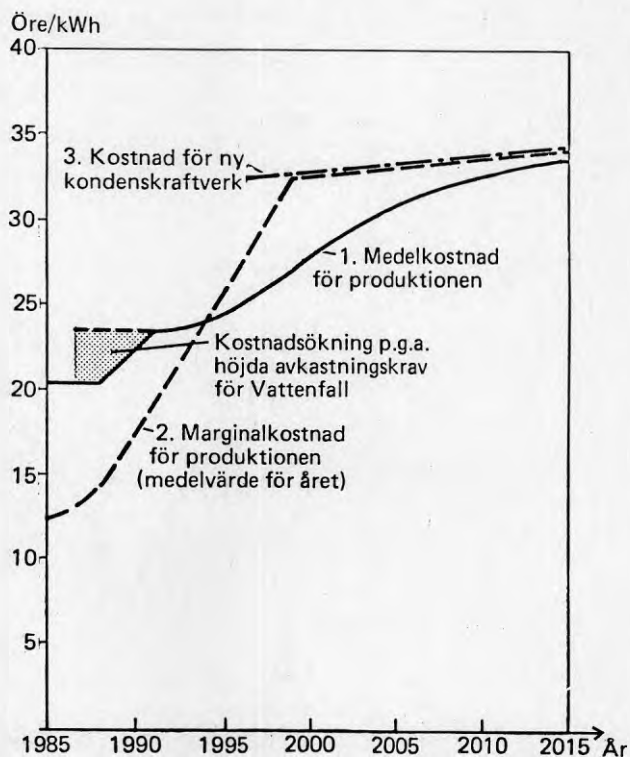
Mottrycksvärme som kan överföras från låglasttid till höglasttid genom korttidslagring

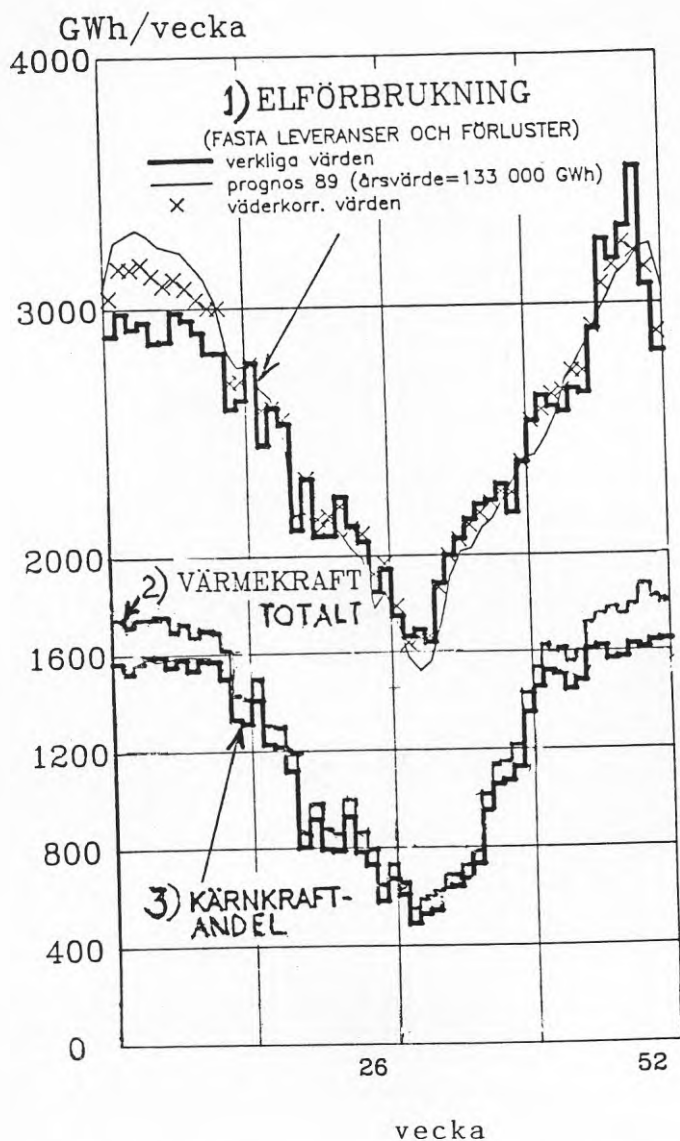
($q_{natt} = 0.9 q_{med}$, $q_{dag} = 1.05 q_{med}$; $q_{max} = 2\,000$ kW).



Figur 6. Säsongslagring av värme i marklager med två laddningscykler per år. (Borrhålslager med hög värmeförlust)

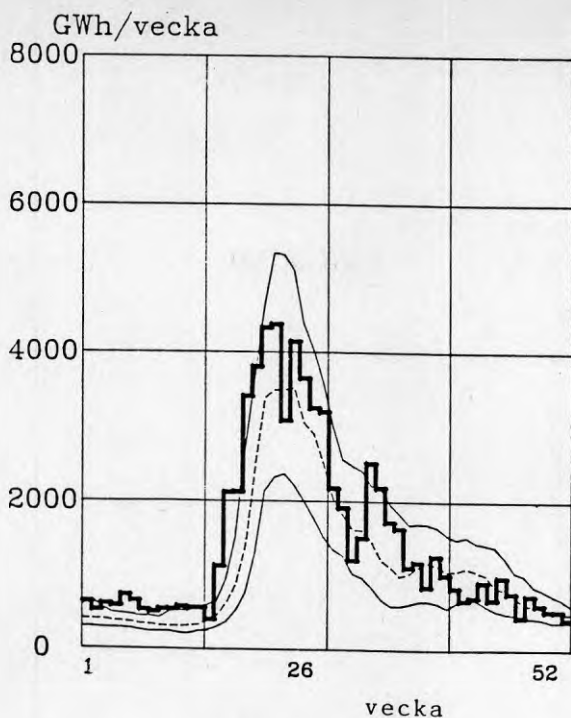
Figur 7.
 Prognos (innan MIA)
 över elproduktionens
 kostnadsutveckling
 (exempel: 5 000 h/år).





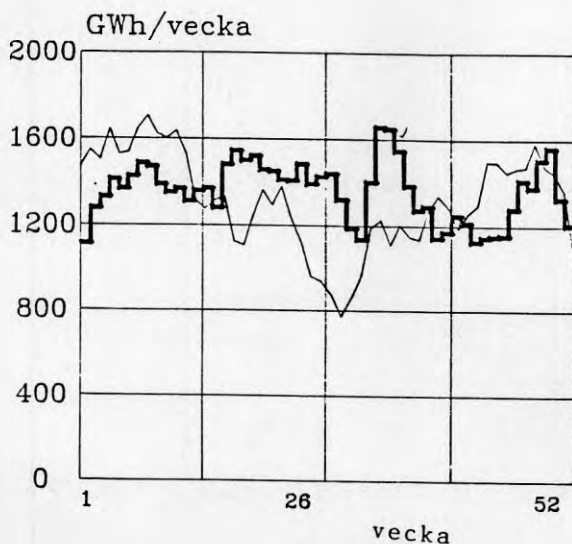
Figur 8.

Sveriges elförbrukning 1989 och produktionsbidrag från värmekraft (Ref 16).



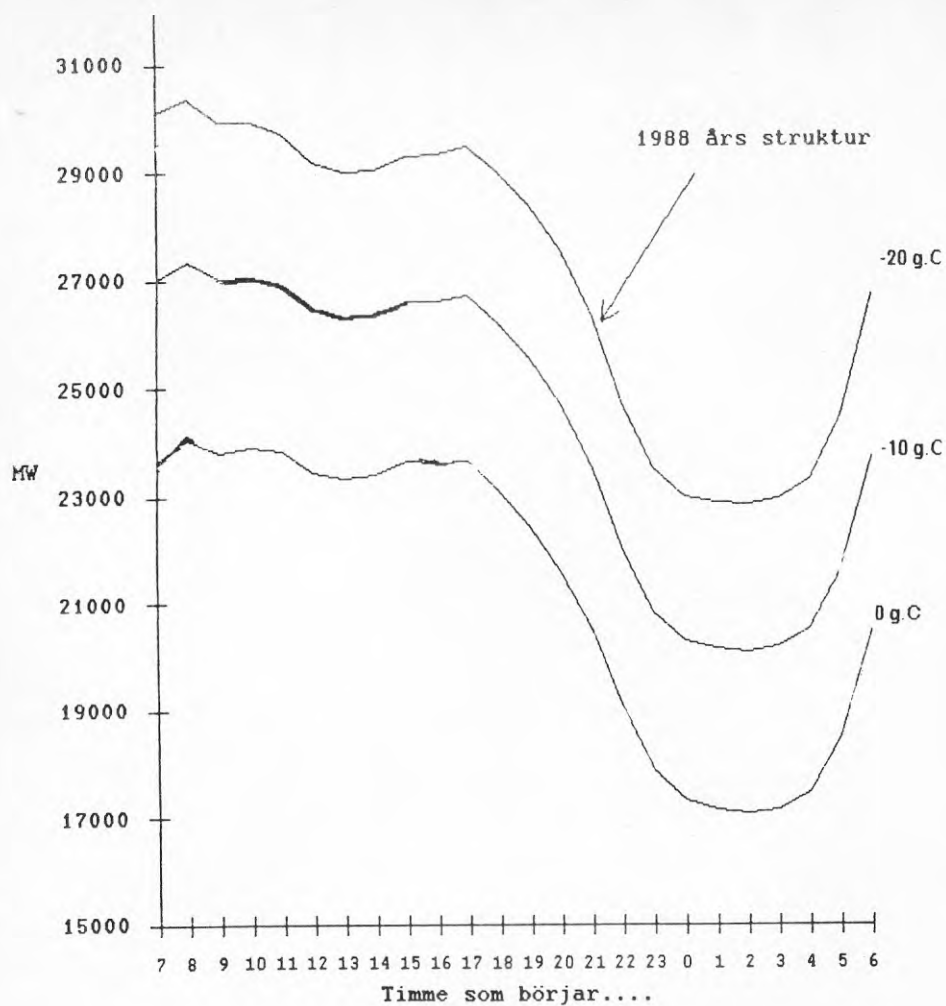
Figur 9. TILLRINNING, 1989 (Ref 16)

— verklig tillrinning ---- normalårstillrinning
 — gränsvärden, 10% resp 90% sannolikhet

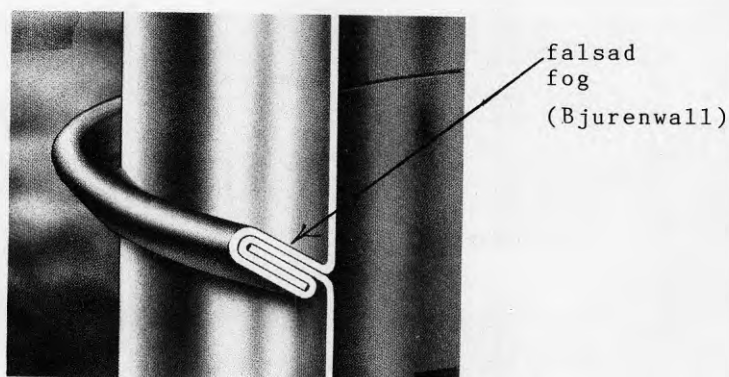
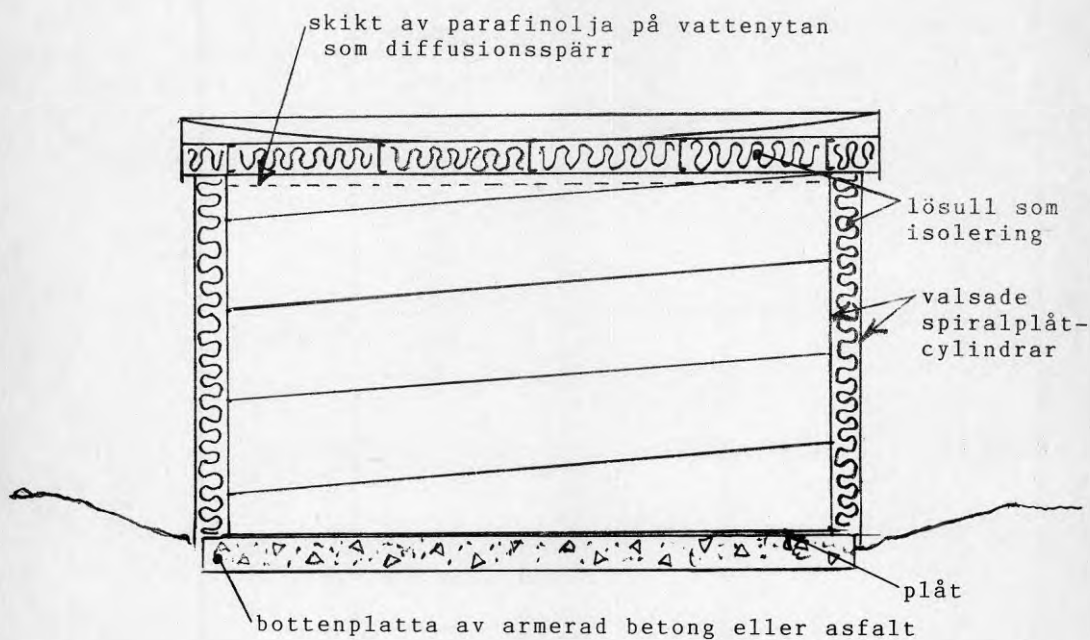


Figur 10. VATTENKRAFT-PRODUKTION (Ref 16)

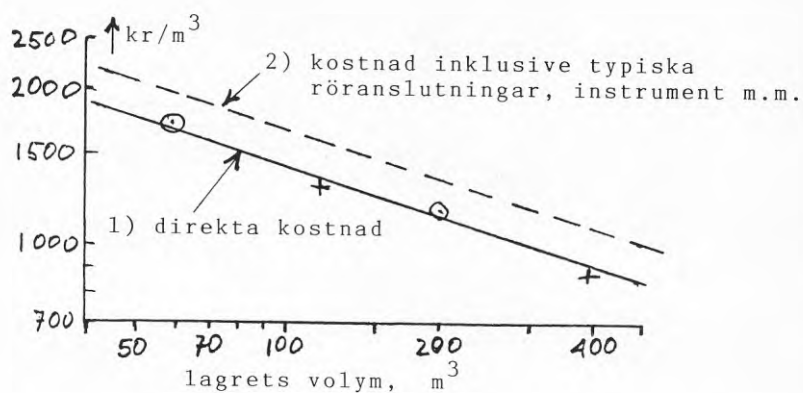
— 1989
 ---- 1988



Figur 11. Dygnsvariationer i elbehovet (Ref 7).

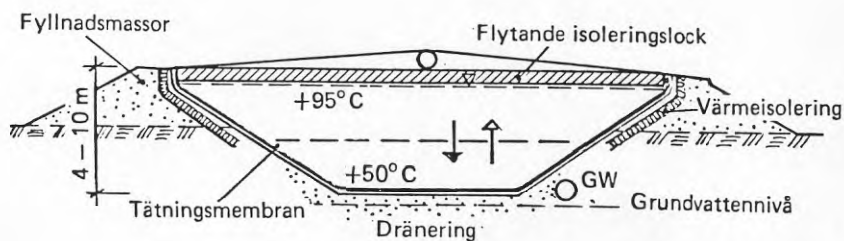


Figur 12. Ståltank enligt spiralplåtprincipen som korttidslager.

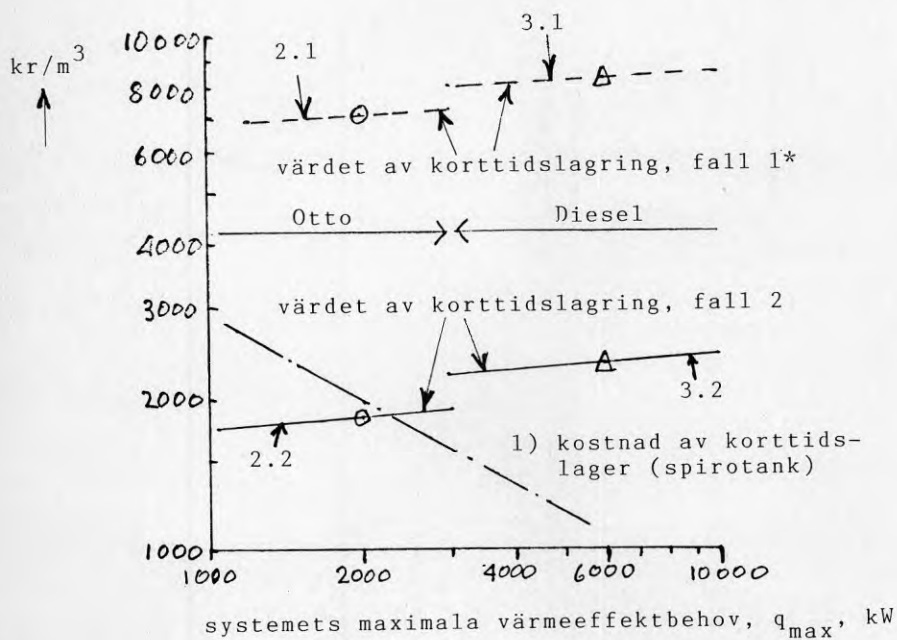


Figur 13. Kostnader för korttidslager enligt Figur 12 som funktion av storlek.

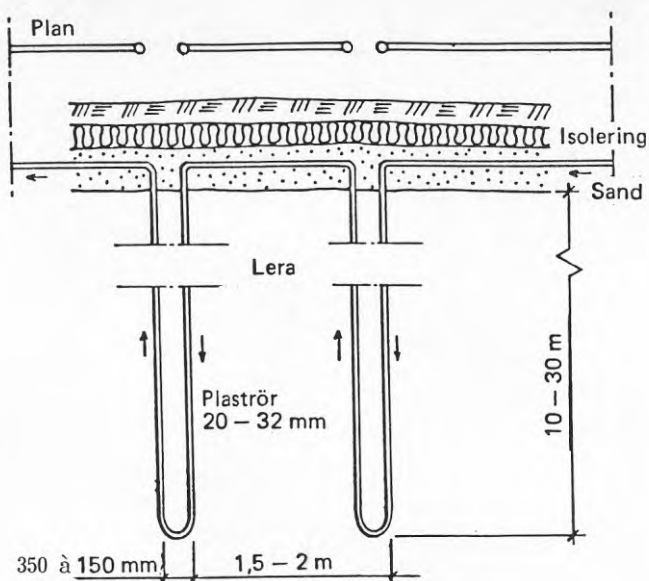
○ $H/D = 0,67$ + $H/D = 1,33$



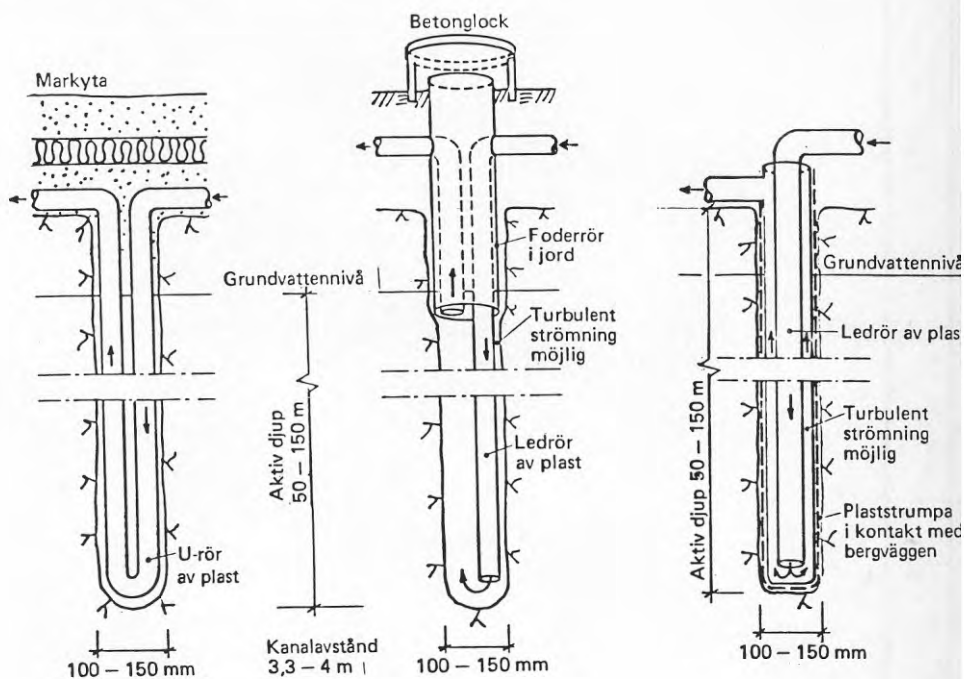
Figur 14. Groplager i jord



Figur 15. Jämförelse mellan värdet och kostnaden av korttidslagring för minikraftvärmeverk.

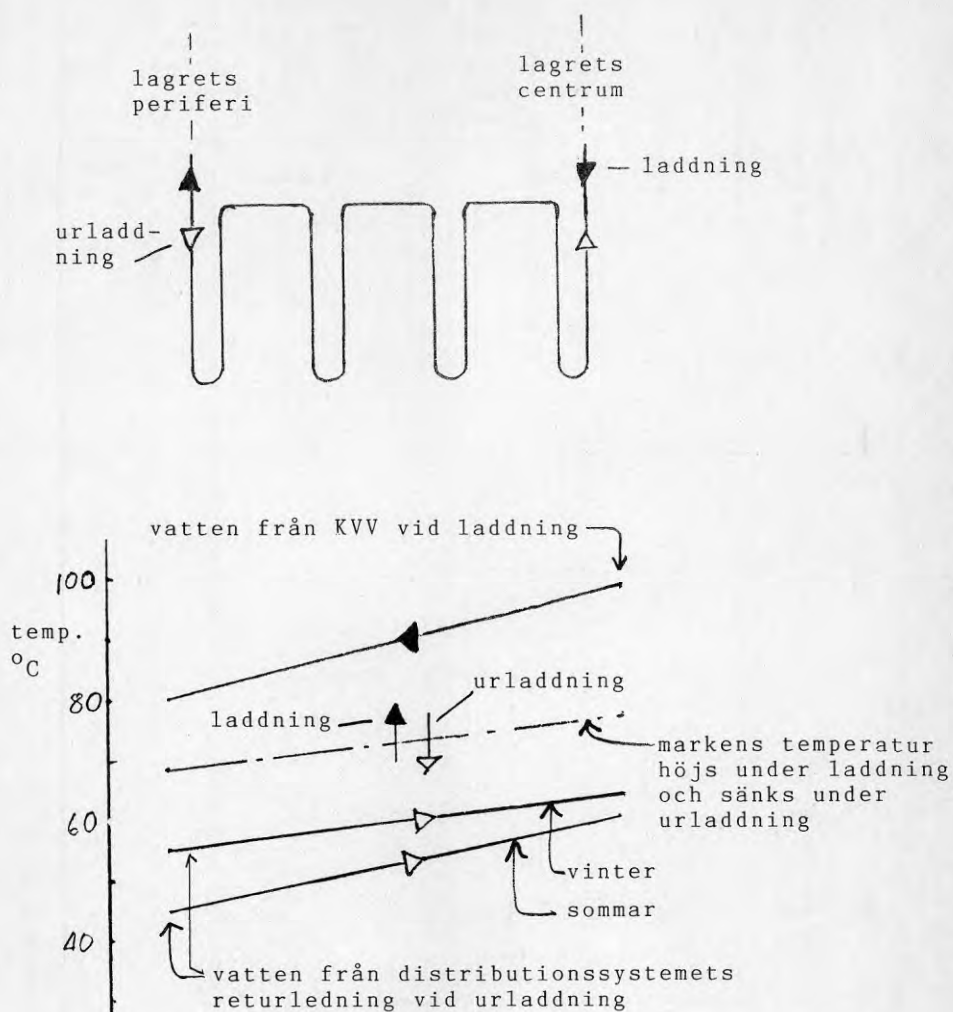


Figur 16. Marklager i lera med vertikala kanaler.

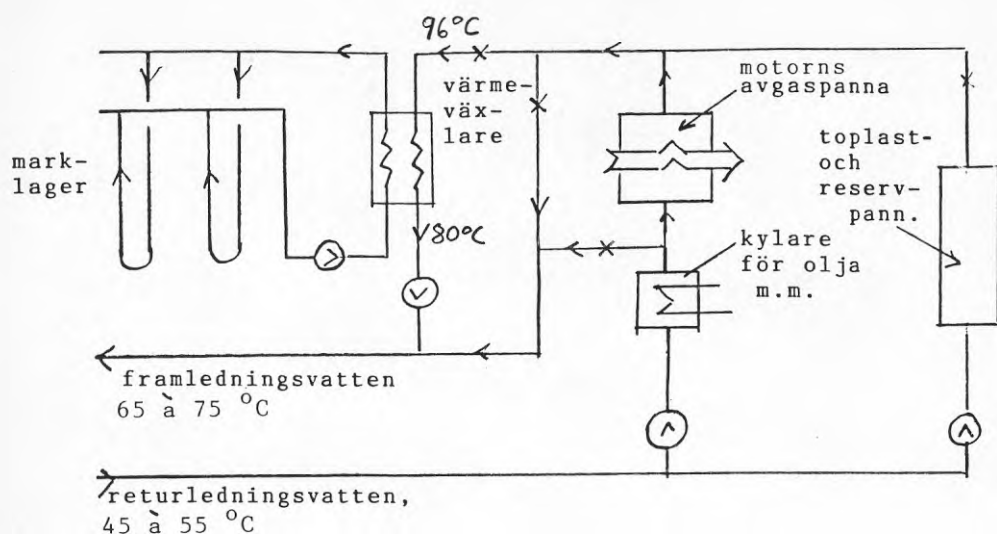


a) Öppet system b) Slutet system c) Borrhålslager med "strumpor" i plast eller gummi

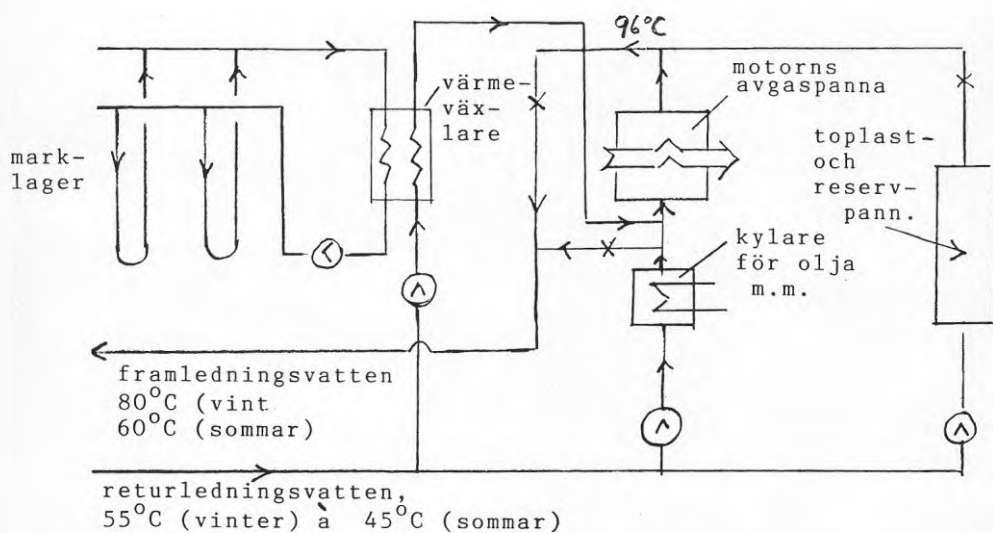
Figur 17. Tre typer av borrhålslager.



Figur 18. Temperaturförlopp i marklager vid säsongslagering.



a) laddning, vår och höst



b) urladdning, vinter och sommar

Figur 19. Kopplingsschema för säsongslager vid minikraftvärmeverk.

(exempel med värmeväxlare)

Bilaga 1: Beräkningar för marklager

De värmetekniska beräkningarna för marklager för kapitel 9 har utförts på följande sätt:

Värmeöverföringskoefficienten för lerlager har beräknats genom interpolation av de värden som angivits i Ref 12 för olika kanal-tätheter av ett lerlager med flera seriekopplade kanaler, skänkel-avstånd 0.35 m och slangdiameter 25 mm.

Värmeöverföringsmotståndet per m kanal för borrhålslager har beräknats från Johan Claessons klassiska formel (Ref 16):

$$\tau = [\ln (D_t (d) - 0.75) / 2\pi \lambda + r_p] \quad (\text{mK/W})$$

med

λ = konduktivitet för berg satt till 3.3 W/mK och

d = borrhålsdiameter satt till 100 mm

D_t = avstånd mellan borrhålen i triangulärt gitter
($D_k/0.866$)

D_k = avstånd mellan borrhålen i kvadratisk gitter =
(kanaltäthet) $^{-0.5}$ = 2.98 m

r_p = motstånd mellan vattnet i kanalen och borrhålsväggen
som satts till 0.05 mK/W för en utformning med
plaststrumpa och turbulent strömning.

Värmeförlusterna har beräknats från formlerna i Ref 17 med en korrektion för det faktum att viss temperaturgradient planeras mellan lagrets centrum och periferi. Själva laddnings- och urladdningsförloppet har beräknats för ett schema som följer i princip Figur 6 med stegvisa beräkningar.

De ekonomiska beräkningarna för borrhålslagret illustreras av Tabell 1.1, baserad på antaganden för Fall 1 beskrivna under Tabell 7 av huvudtexten. När det gäller laddningsförloppen har följande fördelning skattats, och använts för att beräkna medelvärdet av elproduktionen; punkt 7 av tabell 1.1:

Energiproduktion under höglasttid:	45 %
Energiproduktion under låglasttid:	55 %

	första laddning kol 1	andra laddning kol 2
Energiproduktion med vintertaxa	20 %	45 %
Energiproduktion med höst/vår-taxa	80 %	55 %

Dessa antaganden används för att beräkna medelvärdet av elproduktion i punkt 7 enligt formeln:

$$[(\text{rörlig kostnad enligt Sydkrafts eller Vattenfalls taxa N3 i tabell 2}) \times 1.05 \times 1.046] + 8 \text{ öre/kWh}$$

där

5 % = antagen distributionsförlust som den lokala elproduktionen sparar

4.6 % = indexuppräknings av elkostnaden enligt Konsumentindexet för 1989.

Vid urladdning under sommaren, ersätter urlastningen först pannenergi under en månads underhållsperiod för minikraftvärmeverket och därefter ren begränsad mängd mottrycksenergi producerad under resterande sommartaxeperiod. Värdet av elbortfallet under denna tid (se punkt 7 och 8) är därför lågt.

I Tabell 1.1 beaktas ej den resultatförbättring som ett system utan lager kan få genom kompletterande kondenskraftdrift under den del av vinterhöglasttid som kraftvärmeverkets effekt inte är helt utnyttjad vid mottrycksdrift.

Tabell 1.1 Beräkning av värdet av långtidslager av borrhålstyp, stor gruppcentral ($q_{\max} = 6 \text{ MW}$)
(Vid förhållanden gynnsamma för lagring, dvs fall 1 Tabell 5 = högt elpris, lågt gaspris, gaseffektavgift;
nytt system. Lagerstorlek 32 000 m³, 0.15 m kanal per m³, borrhålslager.

Driftskedet	1	2	3	4	5	6
1. Antal månader						
2. Temperaturförändring °C						
3. Energitiillförsel, (+) MWh värme	3.5	2	3.5		12	
4. Energiuttag, (-) MWh värme	878	-288	736		1 614	
5. Värmeförlust					-748	
6. Elproduktion ($\alpha = 0.85$) MWh ²⁾	746		626		866	
7. Värdet av elproduktionen ö/kWh ²⁾	29.9/26.7		29.1/26.1			
8. Rörllig kostnad för elproduktion (gas + rörlligt underhåll) ö/kWh ³⁾	16.6		16.6			
9. Netto rörlligt värde av elproduktion						
a) = (7) - (8)	13.3/10.1					
b) = totalt = (9a) x (6)	99.2/75.3					
10. Kreditering för skatteavdrag: 4 ö/kWh ²⁾ x 0.85 x 748 MWh					172.9/134.7	
11. Kostnaden av värmeförlusten (9/0.85) ö/kWh x 866 MWh					25.4	
12. Värdet av energiutbytet = (9b) + (10) - (11)					-91.7	
13. Värdet av reduktionen i antagen gaseffektavgift 100 kr/kW-år x 200 kW					106.6/58.4	37.8/24.2
14. Värdet av reduktionen i panneffekt: 500 kr/kW x 0.098/år x 200 kW, kkr/år					23.5	8.3
15. Värdet av reduktion i lagringen = (11) + (12) + 13					9.8	3.5
16. Totala värdet av lagringen = (11) + (12) + 13					139.9/101.7	49.6/36.0
17. Kostnaden av lagret: 320 kr/m x 0.15 m/m ³ (kol 6)					135.4	48.0
17. Vinst (+) eller förlust (-) (14) - (15)					+4.5/-33.7	+1.6/-12.0

- 1) Av dessa 3 månader består den första av minikraftvärmeverkets underhållsperiod, då pannenergi ersätts genom urladdning från lagret. Under resterande tid ersätts mottrycksproduktion under en tid med låga elintäkter.
- 2) Under första laddningsperioden, kol 1, består detta till 80 % av höstel och 20 % vinterel, och under den andra laddningsperioden, kol 3, av 32 % höstel och 42 % vinterel och 26 % sommarel, i samliga fall med ca 45 % höglästid och 55 % låglästid. Enligt Tabell 2 och Tabell 5, Fall 1, ger detta för t ex vattenvalls taxa ett värde för vinterel av [(28.5 x 0.45) + (17.8 x 0.55)] x 1.05 x 1.046 + 8 = 32.9 ö/kWh och av höstel [(16.1 x 0.45) + (13.1 x 0.55)] x 1.05 x 1.046 + 8 = 23.9 och viktade medelvärden 26.7 resp 26.1 redovisade i pkt 7 kol 1 och 3.
- 3) Det antas att den delen av mottrycksproduktionen som ersätter lagrets värmeförluster inte är berättigad till den av MIA föreslagna skattebonusen av 4 öre/kWh el.

**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 890473-9
från Statens råd för byggnadsforskning till Margen-
Consult AB, Nyköping.**

R53: 1990

ISBN 91-540-5216-5

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art. nr: 6801053

**Abonnemangsgrupp:
Ingår ej i abonnemang**

**Distribution:
Svensk Byggtjänst
171 88 Solna**

Cirka pris: 51 kr exkl moms